Alberta/Canada Energy Resources Research Fund

Annual Review 1989/90

Energy, Mines and Resources Canada
Energie, Mines et Ressources Canada

Alberta
ENERGY
Research and Technology Branch

91-05826/

ISSN 0828-0711
ISBN 0-86499-770-1
Pub. No. I/372

To:

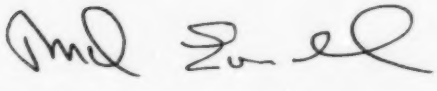
The Honourable Rick Orman
Minister of Energy
Edmonton

The Honourable Jake Epp
Minister of Energy, Mines and Resources
Ottawa

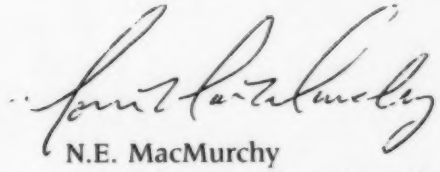
Honourable Ministers:

We have the privilege of presenting the Annual Review for the fiscal year ending March 31, 1990, relating to the **Alberta/Canada Energy Resources Research Fund Agreement.**

Respectfully submitted,



M.D. Everell
Co-chairman, Alberta/Canada
Energy Resources Research Fund



N.E. MacMurchy
Co-chairman, Alberta/Canada
Energy Resources Research Fund

Introduction

The Alberta/Canada Energy Resources Research Fund (A/CERRF) was created as a result of the March 1974 agreement between the producing provinces and the Government of Canada to hold the wellhead price of domestic crude oil at $6.50 per barrel from April 1, 1974 to June 30, 1975.

In recognition of Alberta's agreement to sell its crude oil below international prices, the federal government committed increased funds to assist in strengthening and diversifying the Alberta economy. Of the $144 million committed by the federal government, $96 million were directed at energy-related research projects.

The purpose of A/CERRF is twofold: to promote and support the development and efficient use of Alberta's existing and potential energy resources to meet the province's and Canada's medium- and long-term energy needs; and to encourage the development of scientific and technical expertise in energy research, development and demonstration in Alberta.

Program guidelines used to assess project proposals include the following:

1. The A/CERRF program includes research, development and demonstration of both renewable and non-renewable (fossil fuel) resources, generally excluding oil sands and heavy crude oil.
2. Eligible research, development and demonstration projects must relate to exploration, production, transportation, conservation and utilization of Alberta's energy resources. Current areas of importance are research, development and demonstrations related to coal, energy conservation, renewable energy and hydrogen technologies.
3. Preference is given to applied or mission-oriented research projects, although some consideration is given to funding appropriate basic research projects.
4. The private sector in Alberta is encouraged to participate directly in the program through submission of appropriate research, development and demonstration proposals, and through representation on specific project management and technical advisory committees.
5. Approved projects are carried out under a legal agreement between Alberta Energy and the project participants, specifying the terms and conditions under which the research funds will be spent and the technology disclosed, owned and licensed.

Since its establishment in 1976, the program has been refined and developed under the management of the Alberta/Canada Energy Resources Research Fund Committee. This 1989/90 Annual Review highlights the research activities undertaken during the period April 1, 1989 to March 31, 1990.

The members of the Alberta/Canada Energy Resources Research Fund Committee in 1989/90 were R.D. McDonald (Co-chairman), G.T. Page and G.H. Durrani for Alberta; and M.D. Everell (Co-chairman), B. Cook and T.D. Brown for Canada. R.D. McDonald retired from the committee later in the year, and was replaced by N.E. MacMurchy.

Administrative support for the A/CERRF program is provided through the Alberta Energy, Research and Technology Branch, under the direction of J.K. Kleta, Manager, A/CERRF Secretariat.

Program Highlights

Energy Conservation and Renewable Energy

This year, the last four projects within the **Energy Conservation and Renewable Energy Research, Development and Demonstration Program** were completed.

In a three-year study at the Alberta Home Heating Research Facility near Edmonton, four separate investigations were completed this year. The subjects studied were: radiant floor heating systems; gas-fired absorption heat pumps; passive ventilation; and moisture migration in residential buildings.

Two radiant floor-heating configurations were tested over two heating seasons, and compared with a conventional gas-fired forced-air heating system. The radiant system was found to be more expensive than the forced-air system, and provided only a slightly higher comfort level.

A state-of-the-art review on absorption heat pumps was prepared, but reliable prototypes were not available for testing.

Small openings were made in the walls of four test houses to determine the feasibility of using passive ventilation in place of expensive mechanical ventilation in air-tight homes. Each opening was equipped with a thermostatically controlled damper, and air exchange rates were measured when the ventilators were operating. A computer model was developed to help determine the best locations for passive ventilators. Overall, passive ventilation was found to be a viable alternative to mechanical ventilation.

A study of moisture accumulation in one test module showed that little accumulation occurred in the walls, but there was a high probability of accumulation in the attic space. Potential problems caused by this can be averted with proper attic ventilation.

This year was the last for supporting investigations at the Lethbridge Wind Research Test Site. Nine wind-driven water pumpers and three solar-powered water pumpers were tested. Also, some of the wind turbines were used with a deep well simulator to measure their ability to pump water from depths not normally encountered in the Prairie Provinces.

While most of the wind turbines were found to be promising, all will require further development before they can compete in the marketplace. Solar systems, however, showed excellent performance, reliability and cost effectiveness.

In 1988, a 115kW gas-driven co-generator was installed at an Edmonton commercial laundry to supply both electricity and hot water. It was estimated that the unit would achieve payback in five years, based on the displacement of purchased electricity and production of heat.

Mechanical problems were experienced soon after the unit was installed, and some of them persisted for months. Thus, the unit achieved a daily utilization rate of only 79 per cent. Its overall energy efficiency was over 80 per cent, however. This is normal for co-generators. High maintenance expenses reduced the cost savings substantially, resulting in a revised estimate of more than 20 years for payback to be achieved.

During 1989/90, a study was completed of incineration systems capable of recovering energy from municipal solid waste. The state-of-the-art review described the individual components of energy-from-waste systems, and summarized current knowledge about air emissions and health risks associated with waste incineration. A case study undertaken for a county in central Alberta revealed that small-scale incineration systems available currently could be used to burn up to 50 tonnes of waste a day and recover steam for production of electricity. This power could be sold to a local utility company. It was estimated that a facility of this type would incur annual operating costs of approximately $30 per capita. Thus, it was recommended that adoption of energy-from-waste technology in small communities would be appropriate and practical.

Additional details about energy conservation and renewable energy projects are found elsewhere in this report.

Hydrogen Technology Research Program

Eight projects within the **Hydrogen Technology Research Program** were under way in 1989/90. One project was completed, one was terminated, and the remaining projects will continue next year. Detailed descriptions of these projects are found elsewhere in this report. In addition to the continuing projects, the A/CERRF Committee approved seven new hydrogen research projects for funding in 1990/91.

In the single project completed this year, a model for hydrogen transportation through a pipeline distribution network was developed at the Alberta Research Council. This work was undertaken in recognition of the fact that Alberta industries, collectively, represent the largest producers and consumers of hydrogen in Canada. Nonetheless, substantial quantities of excess hydrogen are flared in many plants because an integrated or provincial transportation system does not exist to carry hydrogen beyond the property line of producers to external consumers. Hence, there is a need to provide a physical link between hydrogen producers and consumers.

Thus, a model was developed in which hydrogen-producing and consuming companies were grouped by location and classified as "sources" or "sinks." The model was used to analyze various hydrogen transportation strategies in multiple source-sink combinations throughout Alberta.

Other research studies are investigating various methods for producing hydrogen more efficiently and less expensively than the current steam-methane reforming process.

Coal

The Alberta Office of Coal Research and Technology, which was established partly to administer A/CERRF-funded coal research projects, completed its sixth year of operation in 1989/90. The various programs of the Office are guided by the Alberta Coal Research Strategy published in November 1983 and updated in 1990. This document was prepared in collaboration with Alberta's coal industry to:

- minimize the environmental impact of coal production and use in Alberta and elsewhere;
- enhance the competitiveness of Alberta coals; and
- develop new uses for Alberta coals.

In support of these objectives, the Office approved 37 research projects for funding by A/CERRF in 1989/90. Many of these were carried out under the direction of joint industry/government technical committees in six research areas. These areas were: mining, fine coal cleaning, coal gasification, coal-fired steam generation for heavy oil recovery, sorbent injection, and coal/ heavy oil co-processing.

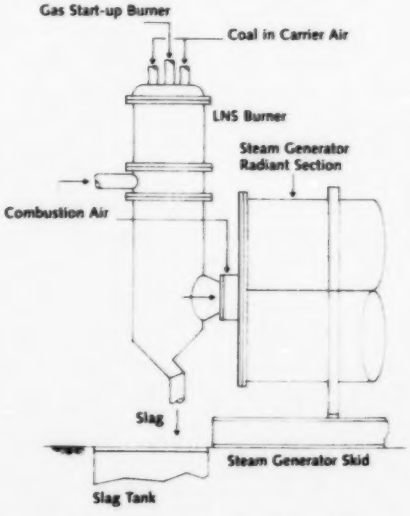
Several of these research areas concern potentially major new uses for coal in Alberta, while others are primarily related to improving the competitiveness of Alberta coals in Canadian and international markets.

In support of the joint industry/ government projects, research was carried out at the Alberta Research Council and the Coal Mining Research Company. Also, fundamental research projects have been undertaken for several years at Alberta universities.

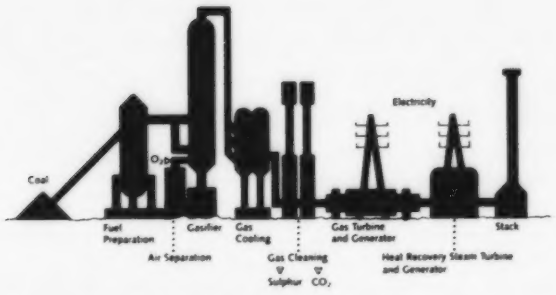
This year, program priorities continued to focus on subjects such as the development of coal-fired boilers suitable for producing steam in enhanced heavy oil recovery schemes. Included in this work are investigations concerning the appropriate air pollution control equipment to be used on these boilers.

The objective is to make certain that air quality will not be affected adversely when coal replaces the natural gas normally used to produce steam for this application.

Schematic of Low NO_x/SO_x Burner and Steam Generator Assembly



Source: Trans Alta Resources Investment Corporation



Alberta is one of several participants in a feasibility study of Integrated Gasification Combined Cycle processes.

Source: The Coal Association of Canada

One device, called the Low NO_x/SO_x Burner, was retrofitted to an existing steam generator and will be tested with coal over the next year.

Also, work continued on systems capable of reducing sulphur and nitrogen oxides produced by coal-fired power-generating stations. This included investigation of systems that produce less carbon dioxide. The focus here is on coal gasification technologies, in particular Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) systems.

Meanwhile, funding support is continuing for developing the PYROSOL and CCLC coal/bitumen co-processing methods of producing synthetic crude oil from Alberta's abundant coal and heavy oil resources. In addition, some new co-processing concepts have begun to be investigated.

Research continued on projects aimed at characterizing the combustion and gasification properties of Alberta coals. This includes fundamental investigations of coal combustion mechanisms, carried out in co-operation with the International Energy Agency. Other research is under way with groups in Japan and Europe.

One subject receiving significant support concerns the use of pipelines to transport coal-water or coal-oil slurries. This may provide a method that is less expensive than rail haul to transport coal to central Canada and west coast ports. As well, one concept studied this year involves pipeline transportation of coal/condensate slurries. It is showing promise as a method for moving coal to Alberta's heavy oil fields where it might be used for steam generation.

The Office continued to support studies of geophysical and geotechnical technologies being investigated for their potential to reduce coal exploration and quality-assessment costs. Also, various methods for cleaning or upgrading coals continued to be investigated.

More information about individual coal research projects may be found in the **Alberta Office of Coal Research and Technology Annual Review 1989/90.** This publication is available from the Information Centres, Alberta Energy/ Forestry, Lands and Wildlife.

Technology Transfer

The pertinent findings of more than 150 research projects supported by A/CERRF since 1976 are being summarized and published in a series of technology transfer booklets. The production of these publications began in 1986.

Thus far, 38 booklets describing 113 energy research projects have been published. Eighteen of these publications covered 48 energy conservation and renewable energy projects, four booklets described 9 conventional energy projects, and 16 publications dealt with 56 coal research projects.

Each booklet was distributed to hundreds of energy researchers, government agencies, energy companies and technical libraries in Canada. The complete list of titles is found at the end of this report.

These publications are available from the Information Centres, Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife.

Energy Conservation, Renewable Energy and Hydrogen Technology Projects - 1989/90 Report

During 1989/90, the few remaining energy conservation and renewable energy projects were completed. In the past, a separate annual review was used to report the accomplishments of this program, but this year the details are reported here. The new hydrogen technology program is included.

Energy Conservation

• • • • •

Energy Conservation in Housing

University of Alberta, Edmonton

In 1979, funds provided by A/CERRF were used to build a research facility to study energy conservation in housing. Since then, numerous studies have been carried out, many of which received A/CERRF funding.

The Alberta Home Heating Research Facility consists of six single-storey housing modules, each measuring 6.8 x 7.4 m in plan with full concrete basements.

Five modules have the same exterior and roofing finish, while the sixth unit has masonry walls. Although five of the units have undergone modifications to allow various energy conservation concepts to be studied, one module has remained unchanged since the beginning. It serves as the reference unit.

Beginning in 1987, a three-year project was initiated by the Department of Mechanical Engineering, University of Alberta. It involved studies of four housing-related technologies using the existing test modules of the Alberta Home Heating Research Facility. The four studies entailed:

- installation and performance testing of a hydronic radiant floor-heating system under controlled conditions;
- selection, installation, testing and evaluation of a gas-fired absorption heat pump;
- development and testing of simple passive ventilators to provide fresh air, air exchange and ventilation in airtight homes; and
- investigation and measurement of moisture migration through structural components found in typical residential homes.

• • • • •

Radiant Panel Floor-Heating Systems

Two radiant floor-heating systems were installed in one of the test homes. One was placed between the floor joists beneath the main floor and insulated to minimize heat transfer to the basement. After a year, it was replaced by a system embedded in gypsum cement that was laid over the main floor. Both were accompanied by a separate radiant system in the basement, which was embedded in cement on top of insulation laid over the basement floor.

The radiant systems were operated and monitored, and compared with the performance of a conventional forced-air heating system. The monitoring period lasted for approximately two years.

Measurements were made of energy consumption and the air temperature at various heights above the main floor. Also, globe temperatures were measured to help determine whether one type of heating system produced a better comfort level for occupants. Three different control strategies were used on the embedded radiant system to optimize its potential advantages.

It was found that small differences between each system could be detected, but some were within the range of experimental error. For example, the profile of air temperature from the floor to the ceiling was different for each radiant system, but not sufficiently different from that of the forced-air system to represent an advantage by itself.

It was concluded that radiant systems might provide a slightly better level of comfort, but they showed no evidence of being more energy efficient. Their extra cost could not be justified on the basis of monetary or energy savings alone.

Gas-fired Absorption Heat Pumps

A survey was made of international developments relating to gas engine-driven heat pumps using conventional vapour compression and gas-fired absorption heat pumps. While the former have been built and are being used in some countries, they are more expensive than electric heat pumps, and are noisier and less reliable. Mostly, they are used in commercial or industrial applications. Current low energy costs have caused work on residential units to be suspended. Some gas-fired absorption heat pumps have also been built, but developments generally lag behind conventional heat pumps. More research and development is required before reliable residential units can be commercially marketed. Furthermore, those units that have been built were tested in climates different from Alberta's. Although testing a unit under conditions found in Alberta was one of the reasons for undertaking this project, it was concluded that suitable prototype units simply are not available.

Therefore, this subproject was terminated.

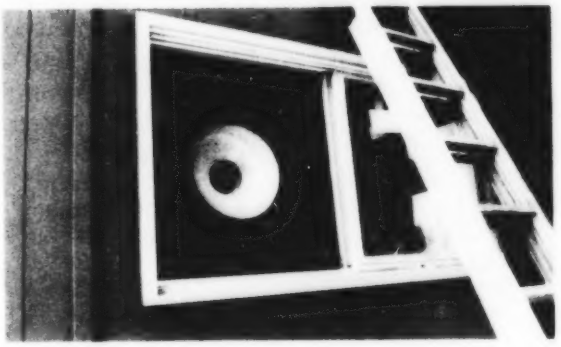
Passive Ventilation

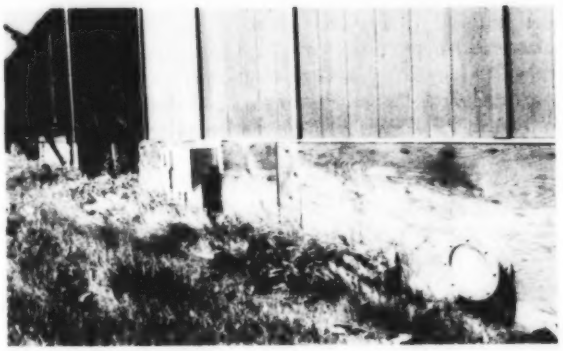
As an alternative to using exhaust fans or heat recovery ventilators in airtight homes, passive ventilators equipped with dampers may prove to be both satisfactory and cost effective. In this subproject, a small (15 cm diameter) opening was made in one wall of each of four test modules at the Alberta Home Heating Research Facility. Each was equipped with an electrically operated damper to exclude air below a certain temperature.

It was found that the passive ventilation system was strongly dependent on wind direction, and to account for it would require data collection over 10 years. Thus, a computer model was developed to predict the combined effects of passive ventilation and natural air infiltration, and test the feasibility of various passive ventilation strategies. The model was used to test several intake and exhaust locations on three types of houses. The effect of wind shelter was simulated also.

Overall, it was concluded that the best location for passive ventilators is near ground level and at points on the building surface that are sheltered from the wind. Also, the large inlets required to provide adequate ventilation during the spring and fall must be equipped with dampers.

It was noted that passive ventilation systems equipped with thermostatic dampers can provide a viable alternative to energy-consuming mechanical systems that are expensive to maintain.





A study of passive ventilators, located at various positions on the walls of a test module, found that locations near ground level were the most effective

● ● ● ● ●

Moisture Migration

The migration of moisture through the north and south walls of one test module was measured using special panels designed for this subproject. Initially, each panel contained glass fibre insulation and monitoring instruments. After the test module was preconditioned to an indoor relative humidity of 40 per cent, the amount of water released to the air was measured. Also measured were the natural infiltration rate, outdoor and indoor temperatures, and wind speed and direction.

After determining the moisture generation rate, measurements were made of moisture migration through the building envelope. Also, moisture accumulation in the wall cavity was measured.

Little moisture accumulation was observed in the insulation, although some was noted in the exterior sheathing. This was more noticeable in the north wall, because solar heating effectively drove off any accumulated moisture in the south wall.

Modifications were made to the test house for the next heating season. Instead of maintaining a constant indoor relative humidity, the moisture generation rate was kept constant and the relative humidity was allowed to fluctuate with natural air infiltration. Also, the single wall test panel used earlier was replaced with four assemblies. The wall cavities were filled with two types of insulation (glass fibre and sprayed wet cellulose), and the interior surface of all panels was covered with polyethylene and drywall. Small orifice meters monitored the amount and direction of air passing through the drywall.

Although the air infiltration rate was usually higher than the exfiltration rate, it was noted that the moisture content of the exterior sheathing rose appreciably with an increase in the exfiltration rate. A steady rise in the moisture level of the sheathing did not occur, however. Instead, it fluctuated over short periods.

Moisture accumulation in the roof trusses and roof sheathing was studied also. It was found that most of this moisture entered the attic from the main floor, and the ratio of the indoor temperature to the outdoor temperature had the greatest influence on moisture accumulation. Enough moisture entered the attic over the heating season to do some structural damage, but this was averted with proper attic ventilation.

It was found that use of soffit vents in combination with a roof-mounted turbine provided better ventilation than did gable-end vents, regardless of wind direction.

The data obtained from this study are being used to develop house ventilation models.

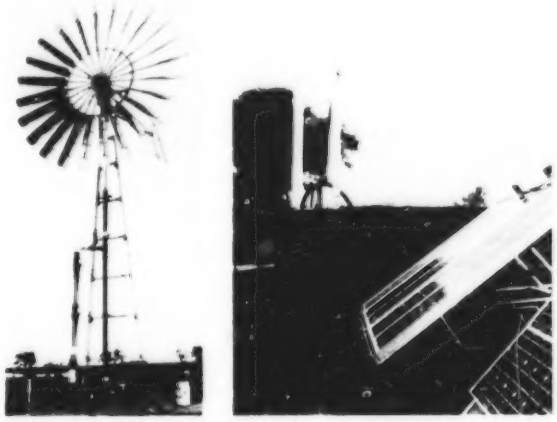
● ● ● ● ●

Demonstration and Testing of Small-Scale Wind Turbines

Alberta Agriculture, Lethbridge

The wind energy potential of southern Alberta has long been recognized. In recent years, there has been a growing interest in capturing this wind for a variety of applications, ranging from electricity generation to water pumping for livestock watering, or the creation of wetland habitats for waterfowl.

This has given rise to a steadily growing wind turbine-manufacturing business in the area. The development and maturation of this industry is being aided by the Lethbridge Wind Research Test Site. This independent performance-testing facility has been operating since 1983, largely financed by A/CERRF.



A/CERRF has provided financial support since 1982 to help assist the testing of wind- and solar-powered water pumpers

Since the test site was established, wind turbines tested at the site have evolved continually into improved products, and the industry as a whole is preparing for potential sales in international markets. Potential overseas sales led to the development of a deep well simulator that allows testing at various pumping heads to simulate the greater depths from which water must be pumped in other countries.

Nine wind-powered and three solar-powered water pumpers were tested this past year from May to October. Two other wind turbines were tested for short-term performance during the summer. Also, the deep well simulator was used all summer with three wind turbines. It performed as expected in allowing simulation of pumping from greater depths than are available at the test site. Over the winter, the deep well simulator was used to test new pumps.

Test results continued to support earlier observations that the overall reliability of wind turbines is still not sufficient for sustained market development. Solar systems, on the other hand, showed excellent performance, reliability and cost effectiveness.

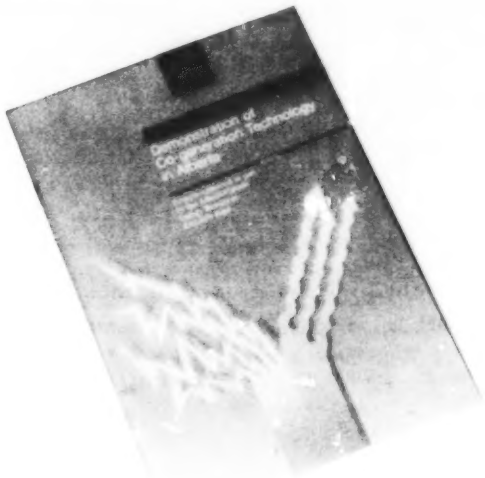
It was urged that development of Canadian-made water pumpers be encouraged because a need exists for these products, and no other country currently has an edge in the technology. It was noted also that the export market for water-pumping systems is many times larger than the domestic market.

More information about this project may be found in the technology transfer booklet, **Evaluation of Wind- and Solar-Powered Water-Pumping Systems.**

● ● ● ● ●

Co-generation Demonstration in Commercial Buildings

Northwestern Utilities Limited, Edmonton



There are few natural gas-driven, reciprocating co-generation units in Alberta, and little is known about the operating characteristics and costs of those that do exist. This represents a gap in knowledge about an energy system that may be useful in certain circumstances in Alberta.

It has been shown in other North American locations that co-generation, which is the simultaneous production of electric and thermal energy from a single fuel source, is capable of saving a significant portion of the fuel required to produce each energy form separately.

Thus, in 1987 Northwestern Utilities Limited, a natural gas distributor in Edmonton, began a project involving the installation and operation of a co-generation unit in a commercial laundry operated by the Edmonton firm Cleaning by Page. Cost projections indicated that a 115 kW co-generator suitable for Page's needs would cost approximately $100 000 and should have a payback period of less than five years. This estimate was based on displacement of electricity costing $12 a gigajoule and production of heat that would be used in the laundry.

A Waukesha model F-1197, 115 kW co-generation unit was installed in 1988. It was rated at 136 kVA and had a power factor of 0.845. Mechanical problems were experienced soon after the unit began operating, and some were not completely corrected until January 1989, causing a delay in initiating the monitoring phase of the project.

The co-generator began operating somewhat steadily in mid-January 1989, but control problems arose and persisted for months. For the January to December 1989 period, the co-generator was available 194 out of the 246 days the plant was operating. This represents a daily utilization rate of 79 per cent.

The overall energy efficiency of the unit was found to be 81.6 per cent, which is within the range (70-82 per cent) for units of this type. The maintenance expenses for the first year of operation, however, were substantially higher than anticipated. The net gain for operating the co-generation unit for the first year was $1.58 an hour. Considering the total cost of $166 300 required to purchase and install the unit, a payback period in excess of 20 years was calculated.

High maintenance costs were the major contributor to the unanticipated level of operating costs for this co-generator. This was attributed to persistent control problems that were not resolved until a manufacturer's representative was called in. The engine, itself, operated well.

Calculations showed that if the co-generator could be operated 12 hours a day, as anticipated initally, and power factor compensation was provided, the payback period could be reduced to approximately 11 years. While this would be an improvement, it would not be economically attractive. Nonetheless, Northwestern Utilities will be monitoring the unit after the A/CERRF-funded study period is over and making changes to help reduce both the operating costs and the payback period.

A promotional videotape describing co-generation was produced and is available from Northwestern Utilities Limited.

Additional information about this and three other co-generation projects supported by A/CERRF may be found in the technology transfer publication, **Demonstration of Co-generation Technology in Alberta.**

• • • • •

Recovery of Energy from Waste

Bow Valley Resource Services Ltd., Calgary

The use of incineration to convert municipal solid waste to the thermal energy needed to produce steam for heating or to generate electricity is commonplace in many Japanese and European cities, and is becoming more widely used in the United States.

Many energy and environmental specialists believe that waste incineration represents an improvement over the waste landfilling methods used commonly throughout Canada. Furthermore, recovery of energy from wastes need not be limited to large cities; it may be practical for small communities, such as those in Alberta, the other western provinces and Atlantic Canada.

Although some manufacturers claim to make energy-recovery equipment that is suitable for small amounts of waste, the cost effectiveness of using these quantities to generate energy remains unclear. Consequently, A/CERRF supported a state-of-the-art review of energy-from-waste technology and the feasibility of its use on a relatively small scale in Alberta. This investigation was carried out during 1988/89.

The report resulting from this investigation described in detail the individual elements of energy-from-waste systems, including the following: the various types of combustion systems currently in use; emissions and their control; and energy recovery methods. In particular, it was pointed out that modern incineration technology is capable of producing or controlling potentially

harmful substances at concentrations well below those having any known effect on humans. This was supported by evidence provided by risk analysis studies.

In discussing energy recovery from waste, it was noted that the first step is to produce steam, regardless of whether the ultimate objective is to generate electricity or to supply energy for a hot water heating system. Experience has shown that the energy efficiency of converting waste to steam is approximately 50 to 70 per cent, while it is only 20 to 23 per cent for conversion to electricity. Under some circumstances, both steam heating and power production can be accomplished from the same energy-from-waste plant.

A mathematical model expressing the various elements contributing to the economics of energy-from-waste incineration was developed for this project. It was shown that a typical energy-from-waste incinerator cannot generate sufficient revenue from the sale of steam, power or recyclables to cover its costs. Therefore, it must be subsidized through fees (called tipping fees) charged to waste generators for using the facility.

An actual case study was undertaken for the County of Mountain View in central Alberta. The case study considered the current population and appropriate waste generation and cost figures for the area. It was assumed the design capacity of the incinerator would be 50 tonnes a day, and all the steam it produced would be used to generate power. The electricity would then be sold to the local utility company under provisions of the Small Power Research and Development Act. This would generate a minimum income of 5.2 cents per kilowatt hour. Also, the facility would be equipped with appropriate technologies for monitoring and controlling all gaseous, liquid and solid by-products.

An economic analysis was performed to determine the annual operating charges required to ensure financial solvency of the facility. In terms of cost, it is reasonable to expect that a suitable energy-from-waste system can be operated in small centres for an annual per capita cost of approximately $30. This is almost insignificant when compared to the costs of other services provided by municipalities.

The study concluded that adoption of energy-from-waste technology for use in small communities is both timely and practical, and Alberta would be well advised to pursue it vigorously.

Additional information about this project may be found in the technology transfer publication, **The Feasibility of Energy-from-Waste Incineration in Alberta.**

Hydrogen Technology Research

During 1987/88, a study to quantify current hydrogen production and consumption in Alberta revealed that Alberta industries produce 55 per cent and consume 63 per cent of all the hydrogen in Canada. It was found that most of the expected growth in hydrogen use should arise from upgrading of heavy oil and bitumen. Because the costs of hydrogen production currently represent a significant portion of overall upgrading costs, and the energy industry had expressed interest in working with government to lower these costs, a joint industry government hydrogen technology research and development program was initiated in 1988/89. It is being funded on a cost-shared basis by A/CERRF and industry.

Currently, this program comprises four major components, each of which is considered to represent an aspect of hydrogen technology that requires commercial-scale development within the next 10 years. The components are:

- new and/or significantly improved hydrogen production technologies;
- optimum end-uses of hydrogen;
- hydrogen storage/transportation and resource, producer/consumer integration; and
- related material, control and safety aspects.

During 1989/90, eight projects were carried out, two of which were completed.

● ● ● ● ●

Hydrogen Technology Program Planning and Implementation Assistance

Harold V. Page, Edmonton

The services of a consultant were retained on a part-time basis by the Alberta Department of Energy to assist in planning and implementing the Hydrogen Technology Research Program. The consultant negotiated research contracts, oversaw the progress of seven hydrogen research projects, provided administrative services for various committees and organized a hydrogen research workshop. Ten new proposals for hydrogen research projects were reviewed in late 1989, and referred to an industry/government steering committee. This committee made its recommendations to the A/CERRF Committee, resulting in the decision to fund seven new projects and continue four during 1990/91.

Hydrogen Producer/Consumer Network

Alberta Research Council, Devon

While Alberta industries collectively represent the largest producers and consumers of hydrogen in Canada, substantial quantities of excess hydrogen are flared or consumed as fuel in many plants because an integrated or provincial transportation system does not exist to carry hydrogen beyond the property line of producers to external consumers. Thus, there is a need to integrate hydrogen producers and consumers.

In a study initiated and completed this year, a model was developed of hydrogen transportation through a pipeline distribution network. In the model, companies were grouped by location and classified as "sources" or users ("sinks"). The model was used to analyze two hypothetical hydrogen transportation strategies involving one or two companies having a demand for hydrogen, and several companies acting as hydrogen sources.

Access to the software and a user's guide can be negotiated directly with the Alberta Research Council.

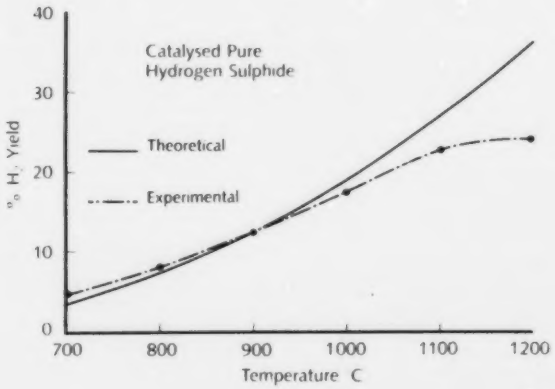
A Claus Plant Modification for Hydrogen Production

Alberta Sulphur Research Ltd., Calgary

Hydrogen sulphide (H_2S) present in both sour gas and refinery upgrader off-gas is commonly treated by the Modified Claus Process. This allows H_2S to be converted to elemental sulphur by a sequence of combustion and catalytic steps. The primary product of this reaction, sulphur, is a valuable commodity. Currently, more than five million tonnes of sulphur are produced annually in Alberta using this technology.

The Modified Claus Process, however, is not the only method for treating H_2S for sulphur recovery. Thus, in a research project initiated this year, the objective is to develop technology allowing the high temperatures available in a typical Claus furnace to be used for direct thermal decomposition of a portion of the hydrogen sulphide feed to Claus plants, producing hydrogen along with sulphur. Not only would this provide a method for producing hydrogen as an additional commodity from the hydrogen sulphide stream, but a necessary requirement of this approach is that current Claus plant economics not be affected.

Equilibrium Per Cent Hydrogen Yield vs Temperature ($2H_2S = 2H_2 + S_2$)



Source: Alberta Sulphur Research Ltd.

Thus far, more than 100 laboratory experiments were conducted to determine the effect of various reaction conditions on thermal cracking efficiency. Significant yields of hydrogen have been obtained at temperatures as high as 1 200°C. These temperatures are consistent with normal Claus operations.

Development of a separation technique to recover the hydrogen is essential. Thus far, it appears that high-temperature membrane technology will be the preferred method. Also, preliminary discussions have been held with some oil and gas companies to permit pilot-scale experiments to demonstrate methods for integrating the proposed thermal cracking process with existing Claus operations.

This work is continuing.

Production of Hydrogen and Sulphur from Hydrogen Sulphide

University of Alberta/CANMET, Edmonton/Devon

Researchers at the University of Alberta and the Coal Research Laboratories of CANMET are investigating methods for possible commercial production of hydrogen and sulphur from hydrogen sulphide.

Electrochemical experiments on hydrogen sulphide in aqueous diethanolamine, and in aqueous sodium hydroxide in contact with an immiscible organic solvent for sulphur, have succeeded in producing hydrogen with good electrical current efficiency. Yields of sulphur have been low, however, and separating sulphur from solution has been difficult.

Investigations were completed regarding the reactions of gaseous hydrogen sulphide with metals (especially copper) to produce hydrogen and metal sulphide. Essentially 100 per cent conversion of hydrogen sulphide to hydrogen was achieved under practical operating conditions. The first experiments on electrochemical leaching of copper sulphide to obtain sulphur and metallic copper (for recycling) have led to recovery of more than 90 per cent of the sulphur and nearly 100 per cent of the copper.

A high-pressure cell has been constructed. It will be used to study the electrolytic decomposition of liquid hydrogen sulphide at approximately room temperature.

This project will continue next year.

Conversion of Hydrogen Sulphide to Hydrogen and Organosulphur Compounds by Metal Catalysts

Alberta Sulphur Research Ltd., Calgary

This project was initiated late in the year, with the objective of investigating methods for using hydrogen sulphide to produce hydrogen and commercially valuable chemicals derived from sulphur. Specifically, various metal catalysts will be used to dissociate H_2S to hydrogen and metal-bonded "sulphur species." The reaction of these bonded sulphur species with methanol and related chemicals will be studied with the overall aim of producing dimethyldisulphide, and recycling the metal catalyst. Dimethyldisulphide is used in large quantities for refining and polymer production, and to alleviate downhole plugging in sour gas extraction. Currently, this chemical must be imported from the U.S.A or France.

Laboratory work had just begun at year-end, and only preliminary results were available.

The project will continue next year.

Examination of the Partial Oxidation of Methane for the Production of Hydrogen and/or Synthesis Gas

University of Calgary, Calgary

Currently, the hydrogen used in Alberta is made by steam-methane reforming, a process that takes advantage of Alberta's abundant supplies of natural gas. Another method that might be used to generate hydrogen from natural gas, and is the subject of this investigation, involves partial oxidation of natural gas. Not only is this expected to produce hydrogen, but it should also provide some synthesis gas, and be more energy-efficient than the steam-methane reforming process.

Thus, an investigation of the partial-oxidation approach was begun this year, with an emphasis on examining the kinetics of the reaction. This resulted in the conclusion that partial oxidation is better suited for the production of molecules having a higher molecular weight than hydrogen, but not for hydrogen itself. In keeping with the need for industry support for projects, and because none was obtained as a result of the findings of this work, the project was terminated.

Hydrogen Separation and Purification

Alberta Research Council, Edmonton

The removal of impurities from hydrogen usually requires a combination of several separation techniques, making the process cumbersome and inefficient. Consequently, in this project, an integrated permeation/sorption separation system is being developed, using hollow-fibre technology. It is believed this could lead to smaller and more efficient separation devices.

Thus far, a hollow-fibre separation system has been constructed, and an automated "pressure swing adsorption" system was built to test the hollow-fibre device for hydrogen separation and purification. Bench-scale testing showed that the hollow-fibre adsorbers provided excellent hydrogen separation.

Fast adsorption/desorption rates and a low pressure drop were observed. Thus, the adsorber could be operated efficiently at high gas-flow rates. Indications suggest that for a given volume of adsorber, a hollow-fibre device can process 50 times as much hydrogen gas as a conventional packed-bed adsorber.

The project is continuing next year.

Hollow fibre adsorber for Pressure Swing Adsorption

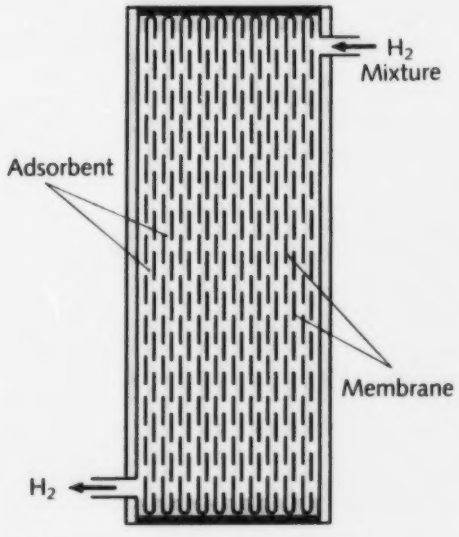


Illustration courtesy of Alberta Research Council

Salt Cavern Storage of Hydrogen

RTM Engineering Ltd., Calgary

This year, an investigation was carried out in anticipation of the eventual implementation of a pipeline system within Alberta to allow inter-plant transfers of hydrogen. The study evaluated the concept of using salt caverns to store excess production of hydrogen, and to supply it on demand during interruptions in normal production patterns.

After reviewing the current state of the art in hydrogen transfer and storage, it was concluded that salt cavern storage of hydrogen is feasible using technologies and practices already being applied in Alberta. Thus, a conceptual plan for a salt cavern storage system in the Fort Saskatchewan/Redwater/Scotford area was developed. Capital and operating costs were estimated, and it was recommended that some additional research and development be conducted before proceeding with this concept.

The project report is confidential. Persons requiring additional details must contact RTM Engineering Ltd.

Financial Transactions

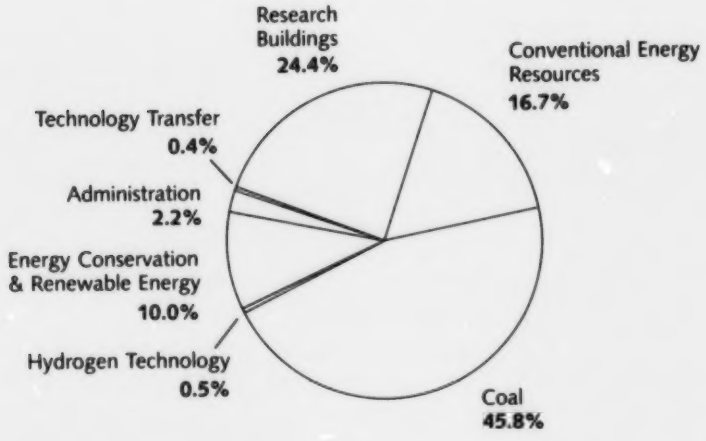
As part of the November 1976 agreement between the Prime Minister of Canada and the Premier of Alberta to fund energy resources research, $96 million were transferred to the province. The transferred funds were deposited to the general revenue account of Alberta Treasury and subsequently made available to projects approved by the Alberta/Canada Energy Resources Research Fund Committee.

The statement of financial transactions shows the amounts transferred to, and expended by, the approved projects from April 1, 1989 to March 31, 1990. Funds transferred to projects totalled $4 261 618 against expenditures of $4 932 189. Unexpended balances must be applied against projects approved for 1990/91 or be returned to Alberta Treasury.

Total program expenditures from the beginning of the program in 1976 until March 31, 1990 were $91 025 295. Distribution of expenditures among the various program priorities is shown in Figure 1.

Figure 1: A/CERRF Program Funding Distribution (Dec. 1, 1976 to March 31, 1990)

	Funding($)	Percentage(%)
Energy Conservation and Renewable Energy	9 098 294	10.0
Hydrogen Technology	465 827	0.5
Coal	41 707 296	45.8
Conventional Energy Resources	15 159 794	16.7
Research Buildings	22 202 543	24.4
Technology Transfer	376 539	0.4
Administration	2 015 002	2.2
Total	**91 025 295**	**100.0**



Summary of Transfers to, and Expenditures by, Approved Projects from April 1, 1989 to March 31, 1990

Projects	Balance Brought Forward From 1988/89 ($)	Funds Transferred[a] ($)	Expenditures[b] ($)	Balance of Funds[c] ($)
Energy Conservation and Renewable Energy Projects				
Energy Conservation in Buildings				
Peak Electrical Demand Reduction Through Co-generation	(777)	777[d]	–	–
Swimming Pool Dehumidification Demonstration	–	1 779	1 779	–
Energy Conservation in Housing	(11 020)	50 400	59 878	(20 498)
Wind Energy				
Demonstration and Testing of Small-Scale Wind Turbines	–	50 000	50 000	–
A Large Delta-Blade Wind Turbine	–	5 460	5 460	–
Waste Heat Recovery/Low Temperature Heat Utilization				
Co-generation Demonstration in Commercial Buildings	(5 316)	30 700	34 111	(8 727)
Energy Conservation in Industry				
Recovery of Energy from Waste	(8 160)	46 355	38 195	–
Subtotal - Energy Conservation and Renewable Energy Projects	**(25 273)**	**185 471**	**189 423**	**(29 225)**
Hydrogen Technology				
A Claus Plant Modification for Hydrogen Production	–	64 597	68 490	(3 893)
Production of Hydrogen and Sulphur from Hydrogen Sulphide	88 200	–	76 235	11 965
Conversion of H_2S to H_2 and Organosulphur Compounds by Metal Catalysis	–	11 525	12 806	(1 281)
Examination of the Partial Oxidation of Methane for the Production of Hydrogen and/or Synthesis Gas	66 879	–	58 391	8 488
Hydrogen Separation and Purification	–	150 608	167 342	(16 734)
Salt Cavern Storage of Hydrogen	–	38 764	43 071	(4 307)
Hydrogen Producer/Consumer Network	–	35 543	39 492	(3 949)
Subtotal - Hydrogen Technology Projects	**155 079**	**301 037**	**465 827**	**(9 711)**
Technology Transfer and Dissemination	**–**	**96 203**	**96 203**	**–**

Projects	Balance Brought Forward From 1988/89 ($)	Funds Transferred[a] ($)	Expenditures[b] ($)	Balance of Funds[c] ($)
Coal Projects				
Resource Evaluation				
Seismic Modelling of Shallow Coalfields	(5 954)	–	159	(6 113)
Downhole Geophysical Coal Exploration	(10 450)	–	–	(10 450)
Surface Geophysical Techniques for Foothills and Mountain Coalfield Exploration	(5 510)	42 385	47 094	(10 219)
Mining				
Time-Dependent Behaviour of Coal Measure Rocks	(4 000)	–	–	(4 000)
Deformation and Progressive Failure of Open-Pit Highwalls	(8 470)	–	–	(8 470)
Preparation and Upgrading				
WESTCOAL Separator	(2 398)	2 398[d]	–	–
Coal Production Program Planning	630	5 854	6 484	–
Electrocoagulation	(1 505)	–	–	(1 505)
Coal Agglomeration Process Development	(2 920)	15 750	17 500	(4 670)
Particle Distribution in Slurry Flow Through Tees and Manifolds	48 478	–	43 570	4 908
Combustion				
Spontaneous Combustion of Thermally Treated Coals	(2 550)	2 550[d]	–	–
Program Extension to IEA Annex II Basic Coal Combustion Science	94 640	102 383[e]	94 640	102 383
Coal Utilization Program Planning	(3 881)	35 305	39 227	(7 803)
Combustion Properties of Alberta Coals and Chars	(15 000)	–	–	(15 000)
A Thermodynamic Model for Spontaneous Combustion of Coal	31 950	–	40 918	(8 968)
Sources of Ash Under Controlled Conditions	–	5 231	5 231	–
Ash Properties of Alberta Coals	–	44 966	49 962	(4 996)

Projects	Balance Brought Forward From 1988/89 ($)	Funds Transferred[a] ($)	Expenditures[b] ($)	Balance of Funds[c] ($)
Liquefaction				
Hydroprocessing of Coal-Derived Liquids	8 839	–	19 379	(10 540)
Isotopic Studies of Coal/Bitumen Co-processing Schemes	(11 366)	–	(566)[f]	(10 800)
Molecular Interactions Between Heavy Oil and Coal Species During Co-processing	47 296	–	54 813	(7 517)
Product and Process Characterization	(21 816)	78 178	86 864	(30 502)
Co-processing Process Development	(47 393)	663 223	643 763	(27 933)
Combined Processing of Coal, Heavy Oil and Natural Gas	54 000	–	18 783	35 217
Specialty Chemicals from Coal-Derived Liquids	–	71 910	79 900	(7 990)
Co-processing of Coal with Molten Halide Catalysts	63 000	–	40 000	23 000
Secondary Upgrading of Co-processing Products	(17 200)	–	–	(17 200)
Supercritical Gas Extraction of Coal	(8 228)	–	–	(8 228)
Gasification				
Devolatilization Properties of Alberta Coals	(15 000)	25 677	28 530	(17 853)
Gasification Properties of Alberta Coals, II	(19 000)	138 600	154 000	(34 400)
Corrosion in Gasification Systems	(9 440)	–	–	(9 440)
IGCC Utility Applications	–	22 500	25 000	(2 500)
Transportation				
Coal-Oil Slurry Pipelining	(5 390)	–	–	(5 390)
Coal Slurry Technology	–	173 566	173 566	–
Environment				
Sorbent Injection Study	(1 500)	1 500[d]	–	–
Enhanced Oil Recovery				
Application of the LNS Burner to an Oil Field Steam Generator	(2 246)	2 246[d]	–	–
LNS Burner Steam Generator Demonstration	(29 227)	1 767 600	1 964 000	(225 627)
Economics of Coal Use for Heavy Oil Recovery	–	45 000	50 000	(5 000)
Coal-Condensate Slurry Pipelining	–	228 742	251 603	(22 861)

Projects	Balance Brought Forward From 1988/89 ($)	Funds Transferred[a] ($)	Expenditures[b] ($)	Balance of Funds[c] ($)
Other				
Sulphur Isotope Studies of Coal	(6 400)	–	–	(6 400)
Electrolysis of Coal Slurries in New Environments	5 503	–	11 503	(6 000)
Distributed Chemical and Physical Properties of Coal	9 357	–	12 538	(3 181)
Magnetic and Electric Properties of Alberta Coals	(10 945)	–	–	(10 945)
Distribution of Oxygen Forms in Western Canadian Low-Rank Coals	14 932	–	18 932	(4 000)
Subtotal - Coal	**110 836**	**3 475 564**	**3 977 393**	**(390 993)**
TOTAL PROJECTS	**240 642**	**4 058 275**	**4 728 846**	**(429 929)**
ADMINISTRATION	**–**	**203 343**	**203 343**	**–**
TOTAL A/CERRF	**240 642**	**4 261 618**	**4 932 189**	**(429 929)**

a - Funds transferred by the Department of Energy to grantees for application to projects in accordance with signed agreements.

b - Project expenditures by grantees funded by ERRF transfers.

c - Balance of ERRF funds remaining with grantees at March 31, 1990.

d - Release of holdback following receipt of final report.

e - Advance payment for research to be conducted in 1990/91.

f - Adjustment of expenditures for audited disallowance.

Information

Additional copies of this report and technology transfer publications are available from:

Information Centre
Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife
Main Floor, Bramalea Building
9920 - 108 Street
Edmonton, Alberta, Canada
T5K 2M4
Telephone: (403) 427-3590

or

Information Centre
Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife
Main Floor, Britannia Building
703 - 6th Avenue S.W.
Calgary, Alberta, Canada
T2P 0T9
Telephone: (403) 297-6324

Detailed information on any project funded by the Alberta/Canada Energy Resources Research Fund is available from:

Senior Manager, Technology Development
Research and Technology Branch
Alberta Energy
11th Floor, North Petroleum Plaza
9945 - 108 Street
Edmonton, Alberta, Canada
T5K 2G6
Telephone: (403) 427-8042
Telex: 037-3676
Fax: (403) 422-0975

As of March 31, 1990, the following technology transfer publications were available:

• • • • •

Energy Conservation and Renewable Energy Research:

Solar Energy Potential for Alberta, 9 pages, March 1986. (Reprinted 1990.)

A Practical Method for Defouling Heat Exchangers, 6 pages, March 1986.

Development of a Krypton Fluoride Laser for Fusion Energy Research, 6 pages, July 1986.

Geothermal Energy Resources in Alberta, 10 pages, August 1986.

Measuring and Harnessing Alberta's Wind Resources, 10 pages, October 1986. (Reprinted 1990.)

Energy Management in Commercial Buildings, 8 pages, December 1986.

Control of Heat Loss Associated with Overhead Doors, 6 pages, January 1987.

Practical Methods to Seal and Insulate Residential Buildings, 9 pages, March 1987.

Energy-Conserving Characteristics of Common Building Materials and Methods, 14 pages, April 1987.

Performance Characteristics of Energy-Efficient Residential Furnaces, 9 pages, April 1987.

Some Methods of Insulating Basements, Walls and Windows, 10 pages, July 1987.

Development of Delta-Blade Wind Turbines, 10 pages, September 1987. (Reprinted 1990.)

A Programmable Controller for Parking Lot Block Heaters, 9 pages, March 1988.

Some Methods of Saving Energy with Fluorescent Lighting, 8 pages, March 1988.

Methods for the Recovery and Reuse of Waste Heat in Some Commercial Operations, 9 pages, August 1988.

Some Energy-Conserving Concepts for Residential Buildings, 14 pages, November 1988.

The Development of Energy Conservation Demonstration Buildings in Alberta, 9 pages, January 1989.

Some Energy-Saving Measures for Commercial Buildings, 9 pages, January 1989.

The Feasibility of Energy-from-Waste Incineration in Alberta, 10 pages, April 1990.

• • • • •

Conventional Energy Research:

A Thermographic Detection System for Pipeline Leaks, 6 pages, March 1986.

Technologies to Recover and Use Alberta's Sulphur Resources, 13 pages, February 1987.

Helium Recovery from Natural Gas, 6 pages, March 1987.

Development of Enhanced Oil Recovery Techniques, 13 pages, October 1987.

• • • • •

Coal Research:

An Economic Analysis of Coal Pipeline Systems, 6 pages, January 1987.

Opportunities to Use Coal in Enhanced Oil Recovery, 8 pages, April 1988.

Development of an Agglomeration Process to Beneficiate and Transport Alberta Coals, 14 pages, June 1988.

Gasification of Western Canadian Coals, 14 pages, June 1988.

Coal Research Centre, Devon, 10 pages, August 1988.

Co-processing Studies of Alberta Subbituminous Coals, 14 pages, December 1988.

Mathematical Modelling of Automedium Cyclones, 10 pages, January 1989.

The Technical Committee Approach to Coal Research, 6 pages, January 1989.

Advanced Coal Mining Techniques for Alberta, 10 pages, March 1989.

Some Combustion Studies of Alberta Coals, 13 pages, May 1989

Gasification of Alberta Coals, 10 pages, June 1989.

Development of Clean Coal Technologies for Alberta, 12 pages, July 1989.

Coal Preparation Research in Alberta, 22 pages, September 1989.

Development of a Coal-Fired Boiler for Steam Injection in Heavy Oil Recovery, 8 pages, November 1989.

Studies of Fine Coal Cleaning and Upgrading Processes for Alberta Coals, 10 pages, November 1989.

Methods for Producing Liquid Hydrocarbons from Coal, 17 pages, March 1990.

Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques

Rapport annuel 1989/90

Energy, Mines and Resources Canada
Energie, Mines et Ressources Canada

Alberta
ENERGY
Research and Technology Branch

ISSN 0828-0711
ISBN 0-86499-770-1
Pub. No. I/372

L'honorable Rick Orman
Ministre de l'Énergie
Edmonton

L'honorable Jake Epp
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa

Honorables Ministres,

Nous avons l'honneur de vous présenter le rapport de l'exercice financier se terminant le 31 mars 1990 sur l'entente du **Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques.**

Veuillez agréer nos salutations distinguées.

M.D. Everell
Le co-président du Fonds
Alberta-Canada de recherche
sur les ressourcessur
énergétiques

N.E. MacMurchy
Le co-président du Fonds
Alberta-Canada de recherche
les ressources
énergétiques

Introduction

La création du Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques (FA-CRRE) est le résultat d'une entente conclue en mars 1974 entre les provinces productrices et le gouvernement fédéral, suivant laquelle les parties ont accepté de maintenir le prix du pétrole brut à la tête du puits à 6,50 $ le baril du 1er avril 1974 au 30 juin 1975.

En reconnaissance du fait que l'Alberta a consenti à vendre son pétrole brut au-dessous des prix internationaux, le gouvernement fédéral s'est engagé à fournir des fonds plus importants pour le renforcement et la diversification de l'économie albertaine. Des 144 millions de dollars alloués par le gouvernement fédéral, 96 millions ont été affectés à des projets de recherche sur l'énergie.

Le FA-CRRE vise un double but, soit favoriser et soutenir l'exploitation et l'utilisation à bon escient des ressources énergétiques albertaines actuelles et potentielles en vue de satisfaire à la demande de la province et du reste du Canada à moyen et à long terme, et encourager en Alberta l'avancement d'une expertise scientifique et technique en matière de recherche, de développement et de démonstration énergétiques.

L'évaluation des propositions se fait selon les directives suivantes :

1. Le programme du FA-CRRE porte sur les travaux de recherche, de développement et de démonstration concernant les ressources énergétiques renouvelables ou non (combustibles fossiles), à l'exclusion généralement des sables bitumineux et du pétrole brut lourd.
2. Les projets de recherche, de développement et de démonstration admissibles concernent la prospection, la production, le transport, la conservation et l'utilisation des ressources énergétiques de l'Alberta. l'heure actuelle, les domaines importants de recherche, développement et démonstration couvrent le charbon, les économies d'énergie, les énergies renouvelables et la technologie de l'hydrogène.
3. On accorde la préférence aux projets de recherche appliquée ou à ceux qui visent un but précis, mais on se penche aussi sur certains projets intéressants de recherche fondamentale.
4. L'entreprise privée albertaine est invitée à participer directement au programme en proposant des projets de recherche, de développement et de démonstration pertinents et en déléguant des représentants au comité technique consultatif et au comité de direction de projets spécifiques.
5. Les projets approuvés sont réalisés dans le cadre d'une entente juridique conclue entre Alberta Energy et les participants, dans laquelle sont précisées les modalités régissant l'utilisation des fonds, la divulgation des résultats et les droits de propriété et de licence.

Depuis sa création en 1976, le programme a été perfectionné et élargi sous la gouverne du Comité du Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques. Dans ce rapport annuel, on examine les faits saillants des travaux de recherche entrepris entre le 1er avril 1989 et le 31 mars 1990.

En 1989-1990, le Comité du Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques était composé de R.D. McDonald (co-président), G.T. Page et G.H. Durrani, représentants de la partie albertaine, et de M.D. Everell (co-président), B. Cook et T.D. Brown, représentants de la partie fédérale. R.D. MacDonald, qui a quitté le Comité au cours de l'année, a été remplacé par N.E. MacMurchy.

C'est la Research and Technology Branch d'Alberta Energy, sous la direction de J.K. Kleta, Secrétariat du FA-CRRE, qui s'est chargée de l'aspect administratif du programme.

Points saillants du programme

Économies d'énergie et énergies renouvelables

Cette année, les quatre derniers projets exécutés dans le cadre du Programme de recherche, développement et démonstration concernant les économies d'énergie et les énergies renouvelables ont été parachevés.

Dans le cadre d'une étude d'une durée de trois ans réalisée à l'Alberta Home Heating Research Facility près d'Edmonton, quatre projets distincts ont été parachevés cette année. Ils portaient sur les sujets suivants : les systèmes de chauffage par rayonnement à partir des sols; les pompes à chaleur à absorption alimentées au gaz; la ventilation passive; la migration d'humidité dans les immeubles résidentiels.

Deux types de systèmes de chauffage par rayonnement à partir des sols ont été testés pendant deux saisons de chauffage, et ont été comparés à un système de chauffage classique à air propulsé alimenté au gaz. On a constaté que le chauffage par rayonnement était plus coûteux que le chauffage à air propulsé et n'offrait qu'un niveau de confort légèrement supérieur.

Un examen du niveau de perfectionnement des pompes à chaleur à absorption a été préparé, mais aucun prototype fiable n'était disponible pour la mise à l'essai.

De petites ouvertures ont été pratiquées dans les murs des quatre modules d'habitation en vue de déterminer s'il était possible de recourir à la ventilation passive pour remplacer la ventilation mécanique coûteuse dans les maisons étanches à l'air. Dans chaque ouverture a été installé un registre à commande thermostatique, et les taux d'échange d'air ont été mesurés pendant le fonctionnement des ventilateurs. Un modèle informatique a été élaboré; il doit permettre de déterminer l'emplacement idéal des ventilateurs passifs. Tout compte fait, la ventilation passive s'est avérée une solution de remplacement viable à la ventilation mécanique.

Une étude de l'accumulation d'humidité effectuée dans un module d'habitation a révélé qu'il s'accumulait peu d'humidité dans les murs, mais qu'il y avait de fortes chances qu'il s'en accumule dans le vide sous comble. Il est possible d'éviter les problèmes que peut causer ce phénomène par une bonne ventilation du vide sous comble.

On exécutait pour la dernière année des recherches d'appoint au Terrain d'essais éoliens de Lethbridge. Neuf éoliennes de pompage d'eau et trois pompes à eau activées par l'énergie solaire ont été mises à l'essai. On a en outre utilisé un simulateur de puits profond avec certaines des éoliennes afin de mesurer la capacité de pompage de ces dernières à partir de profondeurs généralement inhabituelles dans les provinces des Prairies.

Bien que la plupart des éoliennes aient donné des résultats prometteurs, elles auront toutes besoin d'amélioration pour devenir concurrentielles sur le marché. Les systèmes solaires ont cependant offert un excellent rendement et se sont avérés fiables et rentables.

En 1988, un cogénérateur de 115 kW fonctionnant au gaz était installé dans une blanchisserie commerciale à Edmonton pour l'alimentation en électricité et en eau chaude. La période de récupération pour cette installation a été évaluée à cinq ans en fonction de la quantité d'électricité achetée qui a été remplacée et de la production de chaleur.

Des problèmes mécaniques sont survenus peu après l'installation du système et certains ont perduré pendant des mois. On a donc enregistré un taux quotidien d'utilisation du système de seulement 79%. Son rendement énergétique global s'établissait cependant à plus de 80%, ce qui est normal pour les cogénérateurs. Des frais d'entretien élevés ont considérablement réduit les économies de coûts attendues, ce qui a entraîné une réévaluation à plus de 20 ans de la période de récupération.

En 1989-1990, une étude portant sur la capacité des systèmes d'incinération de récupérer l'énergie contenue dans les déchets solides des municipalités a été parachevée. L'examen du niveau de perfectionnement dans ce domaine a décrit chacune des composantes des systèmes de récupération de l'énergie contenue dans les déchets, et a résumé l'avancement des connaissances sur les émissions dans l'atmosphère et les risques pour la santé qui sont associés à l'incinération des déchets. Une étude de cas entreprise pour un comté du centre de l'Alberta a révélé que les petits systèmes d'incinération qui existent déjà pourraient servir à brûler jusqu'à 50 tonnes de déchets par jour et à récupérer la vapeur pour la production d'électricité. L'énergie produite pourrait être vendue à une entreprise locale de services publics. Les frais d'exploitation annuels d'une installation de ce genre ont été évalués à près de 30 dollars par habitant. L'adoption, par les petites collectivités, de cette technologie de récupération de l'énergie contenue dans les déchets a donc été jugée convenable et pratique.

Ce rapport offre un peu plus loin d'autres renseignements sur les projets d'économies d'énergie et d'énergies renouvelables.

Programme de recherche sur la technologie de l'hydrogène

En 1989-1990, huit projets étaient en cours de réalisation dans le cadre du **programme de recherche sur la technologie de l'hydrogène.** Un projet a été parachevé, un autre a été interrompu et les autres se poursuivront l'année prochaine. On trouvera un peu plus loin dans ce rapport une description détaillée de ces projets. Le Comité du FA-CRRE a en outre approuvé le financement de sept nouveaux projets de recherche sur l'hydrogène en 1990-1991, en plus de la poursuite des projets déjà entrepris.

Dans le projet parachevé cette année, un modèle de transport de l'hydrogène par le biais d'un réseau de distribution par pipeline a été élaboré à l'Alberta Research Council. Ces travaux ont été entrepris en reconnaissance du fait que les entreprises albertaines représentent collectivement les plus gros producteurs et consommateurs d'hydrogène au Canada. D'importantes quantités d'hydrogène excédentaire sont néanmoins brûlées à la torche à de nombreuses usines parce qu'il n'existe pas de système de transport provincial ou intégré pour acheminer l'hydrogène hors des limites de propriété des producteurs vers les consommateurs de l'extérieur. C'est pourquoi il est indispensable de créer un lien concret entre les producteurs et les consommateurs d'hydrogène.

On a donc élaboré un modèle dans lequel les sociétés productrices et consommatrices d'hydrogène sont groupées selon leur emplacement géographique et classées selon qu'elles produisent ou qu'elles consomment. Ce modèle a permis d'analyser diverses stratégies de transport de l'hydrogène selon de multiples combinaisons producteurs-consommateurs partout en Alberta.

On étudie actuellement diverses méthodes de production de l'hydrogène plus rentables et moins coûteuses que le procédé actuel de reformage du méthane à la vapeur.

Charbon

L'année 1989-1990 constituait la sixième année d'activité de l'Alberta Office of Coal Research and Technology, organisme créé en partie pour administrer les projets de recherche sur le charbon financés par le FA-CRRE. Les programmes de l'Office s'inspirent de la stratégie de recherche sur le charbon que le gouvernement de l'Alberta a publiée en novembre 1983 et mise à jour en 1990.

La stratégie a été préparée avec la collaboration de l'industrie albertaine du charbon en vue :

- de minimiser les effets sur l'environnement de la production et de l'utilisation du charbon en Alberta et ailleurs;
- d'améliorer la compétitivité des charbons albertains;
- de trouver de nouvelles utilisations aux charbons albertains.

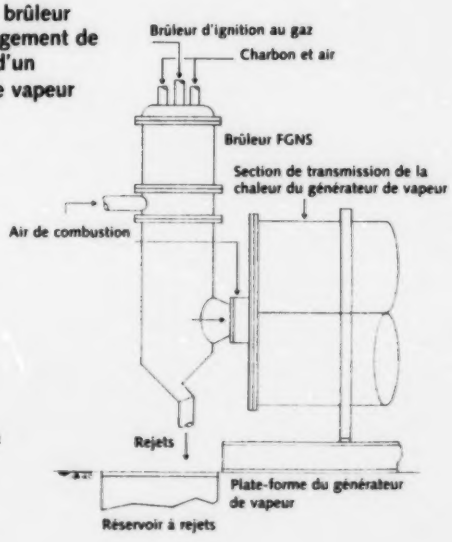
Dans l'optique de ces objectifs, l'Office a approuvé le financement par le FA-CRRE de 37 projets de recherche en 1989-1990. Un bon nombre de ces projets ont été menés sous la direction de comités techniques mixtes industrie-gouvernement dans les six domaines suivants : extraction minière, nettoyage des fines de charbon, gazéification du charbon, utilisation du charbon dans la récupération assistée du pétrole lourd, injection de sorbants et cotraitement du charbon et du pétrole lourd.

Plusieurs de ces domaines de recherche ont trait aux débouchés nouveaux pour le charbon en Alberta susceptibles de prendre de l'importance, tandis que les autres visent principalement à améliorer la compétitivité des charbons albertains sur les marchés canadiens et internationaux.

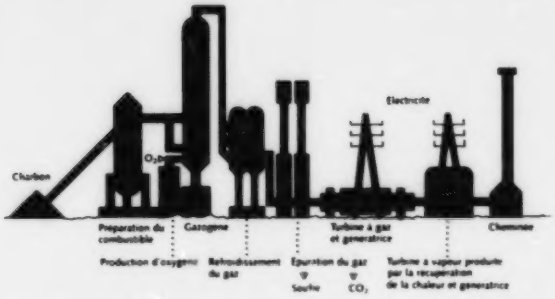
Dans le cadre des projets financés par le secteur industriel et le gouvernement, les recherches ont été effectuées à l'Alberta Research Council et à la Coal Mining Research Company. Des projets de recherche fondamentale sont en outre exécutés depuis plusieurs années dans des universités albertaines.

Cette année, la priorité a encore une fois été donnée à des projets tels que la mise au point de chaudières alimentées au charbon qui puissent

Schéma d'un brûleur à faible dégagement de NO_x/SO_x et d'un générateur de vapeur



Source: TransAlta Resources Investment Corporation



L'Alberta et d'autres collaborateurs participent à une étude de faisabilité de systèmes de gazéification intégrée à cycle combiné

Source : L'Association charbonnière du Canada

produire de la vapeur pour la récupération assistée du pétrole lourd. La mise au point d'un système de contrôle de la pollution atmosphérique adapté à ces chaudières est l'un des volets de ce projet.

La mise au point de ce système antipollution vise à faire en sorte que le remplacement du gaz naturel, normalement utilisé dans les procédés de récupération assistée du pétrole lourd, par le charbon n'aura pas de conséquences néfastes sur la qualité de l'air.

Un dispositif antipollution, appelé brûleur à faible dégagement de NOx/SOx, a été installé sur un générateur de vapeur en exploitation et sera mis à l'essai avec du charbon au cours de la prochaine année.

On poursuit également les travaux visant à mettre au point des systèmes capables de réduire les quantités d'oxydes de soufre et d'azote produits par les centrales énergétiques alimentées au charbon. Les recherches portent également sur la mise au point de systèmes produisant de moins grandes quantités de dioxyde de carbone. Dans ce domaine, on met l'accent sur les procédés de gazéification du charbon, en particulier les systèmes de gazéification intégrée à cycle combiné.

De plus, un appui financier est toujours accordé aux procédés PYROSOL et CCLC de cotraitement du charbon et du bitume pour produire du pétrole brut synthétique à partir des vastes ressources albertaines de charbon et de pétrole lourd. Des recherches ont également été entreprises sur de nouveaux procédés de cotraitement.

Les recherches sur la caractérisation des propriétés de combustion et de gazéification des charbons albertains se sont poursuivies. Dans ce domaine, des recherches fondamentales portant sur les mécanismes de combustion du charbon sont menées en coopération avec l'Agence internationale de l'énergie. D'autres recherches sont également en cours en collaboration avec des groupes japonais et européens.

L'un des projets qui fait l'objet d'un appui particulier porte sur l'utilisation de pipelines pour transporter les boues de charbon-eau et de charbon-pétrole. Le transport par pipeline pourrait s'avérer moins coûteux que le transport ferroviaire pour acheminer le charbon vers le centre du Canada et les ports de la côte ouest. On s'est aussi penché cette année sur le transport par pipeline des boues de charbon/condensats. Cette méthode s'avère prometteuse pour acheminer le charbon aux champs de pétrole lourd de l'Alberta, où il peut être utilisé pour produire de la vapeur.

L'Office a continé d'appuyer les études portant sur des technologies géophysiques et géotechniques étant donné qu'elles pourraient permettre de réduire les coûts de prospection et d'évaluation de la qualité du charbon. On a également poursuivi les recherches portant sur diverses méthodes d'épuration et de valorisation du charbon.

Pour de plus amples renseignements sur les projets de recherche sur le charbon, consultez **l'Alberta Office of Coal Research and Technology Annual Review 1989-1990,** diffusé par: Information Centres, Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife.

Transfert de technologie

Les résultats de plus de 150 projets de recherche qui ont reçu des fonds du FA-CRRE depuis 1976 sont résumés et publiés, depuis 1986, dans une série de brochures portant sur le transfert de technologie.

ce jour, 38 brochures décrivant en tout 113 projets ont été publiées. Dix-huit d'entre elles résument 48 projets de recherche sur les économies d'énergie et les énergies renouvelables, quatre décrivent neuf projets portant sur les sources d'énergie classiques, et 16 traitent de 56 projets de recherche sur le charbon.

Les brochures ont été envoyées à des centaines de chercheurs travaillant dans le domaine de l'énergie, à des organismes gouvernementaux, à des sociétés du secteur de l'énergie et à des bibliothèques techniques au Canada. La liste complète de ces brochures figure à la fin du présent rapport.

On peut obtenir ces publications auprès de: Information Centres, Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife.

Projets de recherche sur les économies d'énergie, les énergies renouvelables et la technologie de l'hydrogène - Rapport de 1989-1990

En 1989-1990, on a parachevé les quelques projets restants dans les domaines des économies d'énergie et des énergies renouvelables. Dans le passé, les réalisations accomplies dans le cadre de ce programme étaient présentées dans un rapport annuel distinct, mais cette année, elles seront incluses dans le présent rapport, qui traitera également des résultats du nouveau programme sur la technologie de l'hydrogène.

Économies d'énergie

• • • • •

Économie d'énergie dans les résidences

Université de l'Alberta, Edmonton

En 1979, le FA-CRRE finançait la construction d'installations de recherche pour mettre au point des techniques permettant d'économiser l'énergie dans les maisons. Depuis, de nombreuses études y ont été menées; plusieurs ont été financées par le FA-CRRE.

L'Alberta Home Heating Research Facility comprend six modules d'habitation à un étage ayant une superficie de 6,8 x 7,4 m et un sous-sol pleine hauteur en béton.

Cinq de ces modules ont des toits et un recouvrement extérieur semblables tandis que les murs du sixième module sont en maçonnerie. Des modifications ont été apportées à cinq d'entre eux afin d'étudier différents dispositifs d'économies d'énergie. Un seul de ces modules est resté inchangé depuis le début et sert de module de référence.

En 1987, un projet d'une durée de trois ans a été entrepris par le département de génie mécanique de l'Université de l'Alberta. Il prévoit l'étude de quatre technologies liées à l'habitation à partir des modules de l'Alberta Home Heating Research Facility. Les quatre études ont demandé :

- l'installation et la mesure du rendement d'un système de chauffage à eau chaude par rayonnement à partir des sols dans des conditions contrôlées;
- le choix, l'installation, la mise à l'essai et l'évaluation d'une pompe à chaleur à absorption alimentée au gaz;
- la mise au point et l'essai de ventilateurs passifs simples pour le renouvellement de l'air, l'échange d'air et la ventilation dans les maisons étanches à l'air;
- l'étude et la mesure de la migration d'humidité dans les composantes structurelles des bâtiments résidentiels types.

• • • • •

Systèmes de chauffage à eau chaude par rayonnement à partir des sols

Deux systèmes de chauffage par rayonnement à partir des sols ont été installés dans l'un des modules d'habitation. Le premier a été disposé entre les solives du plancher principal et a été isolé afin de minimiser la transmission de chaleur au sous-sol. Après un an, il a été remplacé par un système noyé dans du plâtre dur dont on a recouvert le plancher principal. Un système de chauffage par rayonnement distinct au sous-sol, noyé dans le ciment recouvrant l'isolant disposé sur le plancher du sous-sol, servait d'appoint aux deux systèmes.

Les systèmes de chauffage par rayonnement ont été mis en service et surveillés de près, et leur rendement a été comparé à celui d'un système de chauffage à air propulsé classique. La période de surveillance a duré près de deux ans.

On a mesuré la consommation d'énergie et la température intérieure à différents niveaux au-dessus du plancher principal. On a aussi mesuré, par thermomètre globe, la température pour déterminer si un type de système de chauffage offrait un meilleur niveau de confort pour les occupants. Trois différentes stratégies de contrôle ont été utilisées avec le système de chauffage par rayonnement noyé afin d'en optimiser les avantages éventuels.

On a relevé de petites différences entre les systèmes, mais certaines correspondaient à la marge d'erreur expérimentale. Par exemple, le profil de la température de l'air à partir du plancher jusqu'au plafond variait pour chaque système de chauffage par rayonnement, mais ne différait pas suffisamment de celui du système à air propulsé pour constituer un avantage comme tel.

On a conclu que les systèmes de chauffage par rayonnement pouvaient assurer un niveau de confort légèrement supérieur, mais rien n'indique qu'ils peuvent offrir un meilleur rendement

énergétique. Leur coût supplémentaire n'est pas justifiable uniquement en regard des économies d'argent ou d'énergie pouvant être réalisées.

● ● ● ● ●

Pompes à chaleur à absorption alimentées au gaz

On a fait une étude des progrès récents accomplis à l'échelle internationale dans le domaine des pompes à chaleur entraînées par moteur à essence, faisant appel au procédé classique de compression de vapeur, et des pompes à chaleur à absorption alimentées au gaz. Bien que les premières aient été fabriquées et soient utilisées dans certains pays, elles sont plus coûteuses que les pompes à chaleur électriques et sont plus bruyantes et moins fiables. Elles sont pour la plupart utilisées dans des applications commerciales et industrielles. Les coûts de l'énergie actuellement peu élevés ont entraîné l'interruption des travaux de mise au point d'unités résidentielles. Certaines pompes à chaleur à absorption alimentées au gaz ont aussi été fabriquées, mais elles sont généralement moins perfectionnées que les pompes à chaleur classiques. Il faudra pousser encore les travaux de recherche et de développement avant que des unités résidentielles puissent être mises sur le marché. En outre, les unités qui ont été fabriquées ont été mises à l'essai dans des conditions climatiques différentes de celles de l'Alberta. Bien que la mise à l'essai d'une unité dans les conditions régnant en Alberta ait été l'un des objectifs de ce projet, on a conclu qu'il n'existait tout simplement pas de prototype fiable.

Ce projet a donc été abandonné.

● ● ● ● ●

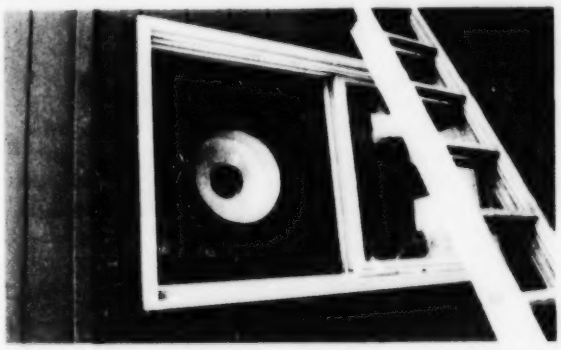
Ventilation passive

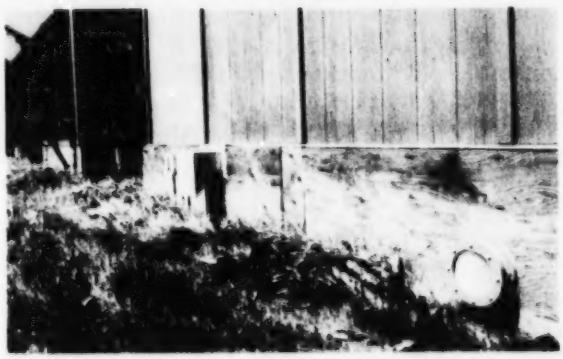
Comme solution de rechange à l'emploi de ventilateurs aspirants ou de ventilateurs-récupérateurs de chaleur dans les maisons étanches à l'air, le ventilateur passif muni d'un registre peut s'avérer à la fois satisfaisant et rentable. Dans le cadre de ce projet, une petite ouverture (15 cm de diamètre) a été pratiquée dans un mur de chacun des quatre modules d'habitation de l'Alberta Home Heating Research Facility. Dans chaque ouverture a été placé un registre électrique afin d'empêcher l'air d'entrer en-deçà d'une certaine température.

On a constaté que le système de ventilation passive était fortement tributaire de la direction du vent, et que pour rendre compte de sa performance, il faudrait colliger des données pendant dix ans. En conséquence, un modèle informatique a été mis au point pour prévoir les effets combinés de la ventilation passive et de l'infiltration naturelle d'air, et pour vérifier la faisabilité de diverses stratégies de ventilation passive. Le modèle a aussi servi à tester plusieurs emplacements d'entrée et de sortie d'air sur trois types de maison. L'effet d'une protection contre le vent a également été simulé.

On a dans l'ensemble conclu qu'il faudrait idéalement installer les ventilateurs passifs près du niveau du sol et à des endroits sur la surface du bâtiment qui sont abrités du vent. En outre, les grandes bouches d'air requises pour assurer une ventilation satisfaisante au printemps et à l'automne doivent être munies de registres.

Il est ressorti que les systèmes de ventilation passive munis de registres à commande thermostatique peuvent constituer une solution viable aux systèmes mécaniques grands consommateurs d'énergie, dont l'entretien est coûteux.





Une étude portant sur des ventilateurs passifs, installés à divers endroits sur les murs d'un module d'habitation, a permis de conclure que l'efficacité maximale de tels systèmes était atteinte lorsqu'ils étaient placés près du sol.

● ● ● ● ●

Migration d'humidité

La migration d'humidité à travers les murs nord et sud de l'un des modules d'habitation a été mesurée au moyen de panneaux conçus spécialement pour ce projet. Au départ, chaque panneau contenait un isolant de fibre de verre et des instruments de contrôle. Le module d'habitation a au préalable été conditionné pour que le taux d'humidité relative à l'intérieur se maintienne à 40%, puis on a mesuré la quantité d'eau dégagée dans l'air. On a également mesuré le taux d'infiltration naturelle, les températures extérieure et intérieure, et la vitesse et la direction du vent.

Après avoir déterminé le taux de production d'humidité, on a mesuré la migration d'humidité à travers l'enveloppe du bâtiment, puis l'accumulation d'humidité dans les cavités murales.

On a relevé peu d'humidité dans l'isolant, bien qu'on en ait constaté une certaine accumulation dans le revêtement extérieur. Cette accumulation était plus évidente dans le mur nord, parce que le réchauffement dû à l'énergie solaire parvenait à prévenir toute accumulation d'humidité dans le mur sud.

Pour la saison de chauffage suivante, des modifications ont été apportées au module d'habitation. Au lieu de maintenir constante l'humidité relative à l'intérieur, on a gardé au même point le taux de production d'humidité et on a laissé varier l'humidité relative au gré de l'infiltration d'air naturelle. En outre, le panneau unique utilisé au départ a été remplacé par un assemblage de quatre éléments. Les cavités murales ont été emplies de deux types d'isolant (fibre de verre et cellulose humide soufflée), et la surface intérieure de tous les panneaux a été recouverte de polyéthylène et de panneaux de gypse. Des compteurs à petit orifice ont permis de mesurer la quantité et la direction de l'air qui passe à travers les panneaux de gypse.

Bien que le taux d'infiltration d'air soit normalement plus élevé que le taux d'exfiltration, on a constaté que la teneur en humidité du revêtement extérieur augmentait sensiblement à mesure que s'élevait le taux d'exfiltration. Il n'y a cependant pas eu de hausse constante du degré d'humidité du revêtement. Ce dernier variait plutôt sur de courtes périodes.

On s'est également penché sur l'accumulation d'humidité dans les fermes et le revêtement de toit. Il est ressorti que la plus grande partie de cette humidité pénétrait le vide sous comble à partir du plancher principal, et que le rapport de la température intérieure à la température extérieure avait la plus grande incidence sur l'accumulation d'humidité. Il est entré au cours de la saison de chauffage suffisamment d'humidité pour endommager la structure, mais les dommages ont pu être évités par une bonne ventilation du vide sous comble. On a constaté que l'utilisation conjointe d'évents de sous-face et d'une turbine de toiture assurait une meilleure ventilation que des évents de bout de pignon, quelle que soit la direction du vent.

Les données recueillies au cours de cette étude servent actuellement à mettre au point des modèles de ventilation de maison.

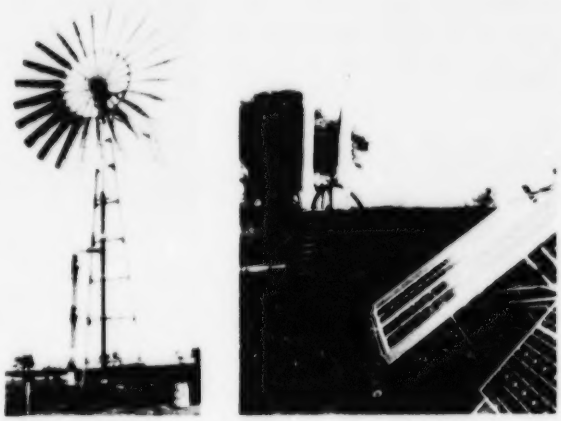
● ● ● ● ●

Démonstration et essai de petites éoliennes

Agriculture Alberta, Lethbridge

Le potentiel en énergie éolienne du sud de l'Alberta est depuis longtemps reconnu. Ces dernières années, on cherche de plus en plus à tirer parti de l'énergie éolienne dans diverses applications, allant de la production d'électricité au pompage d'eau destinée à abreuver le bétail, en passant par l'aménagement d'habitats humides pour la faune aquatique.

Ces efforts de recherche ont fait naître une industrie de fabrication d'éoliennes qui connaît un grand essor dans la région. Le Terrain d'essais éoliens de Lethbridge, un établissement d'essais de rendement indépendant qui existe depuis 1983 et qui est financé principalement par le



Le FA-CRRE apporte une aide financière aux essais de pompes à eau mues par l'énergie éolienne et solaire depuis 1982

FA-CRRE, a contribué au développement et à la maturation de cette industrie.

Depuis que le terrain d'essais a été établi, les éoliennes qui y ont été mises à l'essai ont constamment été améliorées, et l'industrie dans son ensemble se prépare à pénétrer les marchés internationaux. L'existence de débouchés potentiels à l'étranger a entraîné la mise au point d'un simulateur de puits profond qui permet de simuler les plus grandes profondeurs auxquelles il faut parfois aller puiser l'eau, dans d'autres pays.

Au cours de l'année écoulée, neuf pompes à eau activées par l'énergie éolienne et trois activées à l'énergie solaire ont été testées, de mai à octobre. Le rendement sur courte période de deux autres éoliennes a été testé au cours de l'été. De plus, le simulateur de puits profond a été raccordé à trois turbines pendant tout l'été. Le simulateur a réagi comme prévu, c'est-à-dire qu'il a permis de simuler des profondeurs de pompage supérieures à celles que l'on connaît au terrain d'essais. Au cours de l'hiver, on a utilisé le simulateur pour tester de nouvelles pompes.

Les résultats des essais ont continué de confirmer les observations antérieures selon lesquelles la fiabilité générale des éoliennes, ne permet toujours pas le développement soutenu de ce marché. Les systèmes à l'énergie solaire, par contre, ont affiché un excellent niveau de performance, de fiabilité et de rentabilité.

On a souligné l'importance d'encourager la mise au point de pompes à eau de fabrication canadienne, étant donné qu'une demande de ces produits existe, et qu'aucun autre pays ne bénéficie encore d'un avantage technologique en ce domaine. Nous avons aussi constaté que le marché d'exportation de systèmes de pompage d'eau est plusieurs fois supérieur au marché intérieur.

Pour obtenir plus de renseignements à ce sujet, consultez la brochure sur les transferts de technologie intitulée **Evaluation of Wind- and Solar-Powered Water-Pumping Systems.**

● ● ● ● ●

Démonstration de cogénération dans des immeubles commerciaux

Northwestern Utilities Limited, Edmonton

Les cogénérateurs alternatifs alimentés au gaz sont rares en Alberta, et l'on sait très peu de choses sur les caractéristiques de fonctionnement et les coûts de ceux qui existent. Nous manquons d'information sur ce système énergétique qui pourrait se révéler utile dans certaines situations en Alberta.

Il a été démontré en d'autres endroits en Amérique du Nord que la cogénération, c'est-à-dire la production simultanée d'énergie électrique et d'énergie thermique à partir d'une même source de combustible, permet d'économiser une partie importante du combustible qui serait nécessaire pour produire chaque forme d'énergie séparément.

En 1987, Northwestern Utilities Limited, un distributeur de gaz naturel d'Edmonton, entreprenait donc un projet prévoyant l'installation et l'exploitation d'un cogénérateur dans une buanderie commerciale exploitée par Cleaning by Page, une entreprise d'Edmonton. Les prévisions de coûts indiquaient qu'un cogénérateur de 115 kW adapté aux besoins de Page coûterait environ 100 000 $, et que sa période de récupération serait inférieure à cinq ans. Cette évaluation se fondait sur la quantité d'électricité remplacée (à 12 $ le gigajoule) et sur l'utilisation de la chaleur produite à la buanderie.

Un cogénérateur de 115 kW de marque Wausheka, modèle F-1197, a été installé en 1988. Sa puissance nominale est de 136 kVA et son facteur de puissance est de 0,845. Des problèmes mécaniques survenus peu après l'installation de l'appareil n'ont pu être corrigés complètement avant janvier 1989, si bien qu'il a fallu retarder la phase de suivi du projet.

Le cogénérateur a commencé à fonctionner de façon à peu près soutenue au milieu de janvier 1989, mais des problèmes de commandes se sont manifestés et ont persisté pendant des mois. Pendant la période de janvier à décembre 1989, le cogénérateur a été disponible pendant 194 des 246 jours d'activité de la buanderie, ce qui représente un taux d'utilisation journalier de 79%.

L'indice d'efficacité générale de l'appareil s'est établi à 81,6%, c'est-à-dire dans la fourchette (de 70 à 82%) type de ce genre d'appareil. Les frais d'entretien pendant la première année d'utilisation ont toutefois été considérablement plus élevés que prévu.

Le gain net issu de l'utilisation du cogénérateur pendant la première année aura été de 1.58 $ l'heure. Compte tenu du coût total de 166 300 $ lié à l'achat et à l'installation de l'appareil, on a calculé que la période de récupération dépasserait vingt ans.

Le niveau plus élevé que prévu des frais d'entretien du cogénérateur est principalement attribuable aux frais de maintenance élevés occasionnés par les problèmes persistants de commandes, que seul un représentant du fabricant est parvenu à résoudre. Le moteur proprement dit fonctionnait bien.

Des calculs ont montré que s'il était possible d'utiliser le cogénérateur 12 heures par jour, comme on le prévoyait au départ, et de compenser le facteur de puissance, la période de récupération pourrait être ramenée à 11 ans environ. Bien qu'il s'agirait d'une amélioration, cela ne rendrait pas pour autant l'investissement intéressant. Quoi qu'il en soit, Northwestern Utilities assurera un suivi du rendement de l'appareil après l'expiration de la période d'étude financée par le FA-CRRE, et elle procédera à certaines modifications susceptibles de réduire les coûts d'exploitation de l'appareil et la période de récupération.

Northwestern Utilities Limited a produit et offre maintenant une bande vidéo publicitaire sur cette appareil.

Une publication sur les transferts de technologie intitulée **Demonstration of Co-generation Technology in Alberta** renferme des renseignements supplémentaires sur ce projet et sur trois autres projets de cogénération financés par le FA-CRRE.

• • • • •

Récupération d'énergie à partir de déchets
Bow Valley Resource Services Ltd., Calgary

Le recours à l'incinération pour convertir les déchets solides des municipalités en l'énergie thermique nécessaire pour produire de la vapeur pour le chauffage ou pour produire de l'électricité est un procédé répandu dans de nombreuses villes du Japon et de l'Europe, et il gagne en popularité aux États-Unis.

De nombreux spécialistes de l'énergie et de l'environnement voient dans l'incinération des déchets une amélioration en regard des méthodes d'enfouissement sanitaire qui sont d'usage courant partout au Canada. En outre, la récupération d'énergie à partir de déchets ne doit pas forcément se limiter aux grandes villes; elle peut être une solution pratique aussi dans de petites municipalités, comme il en existe notamment en Alberta, dans d'autres provinces de l'Ouest et dans les Maritimes.

Même si certains manufacturiers prétendent produire de l'équipement de récupération d'énergie pouvant convenir même pour de petites quantités de déchets, la rentabilité est encore difficile à établir. Aussi, le FA-CRRE a-t-il procédé à un examen des techniques les plus

récentes de récupération d'énergie à partir de déchets et de la faisabilité de leur utilisation à une échelle relativement réduite en Alberta. Cette étude a été menée en 1988-1989.

Le rapport produit à la suite de cette étude décrit en détail les divers éléments constitutifs des systèmes de récupération d'énergie à partir de déchets, notamment les éléments suivants : les divers types de systèmes de combustion actuellement en usage, les émissions produites et leur contrôle, et les méthodes de récupération d'énergie. On fait ressortir de façon particulière que la technologie moderne d'incinération permet de restreindre la production de substances potentiellement dangereuses à des niveaux de concentration bien inférieurs aux concentrations qui produisent des effets connus chez l'homme. Ce constat est démontré par des faits recueillis à la faveur d'études sur l'analyse des risques.

En ce qui a trait à la récupération d'énergie à partir de déchets, on a constaté que la première étape consistait à produire de la vapeur, quel que soit le résultat ultime attendu, qu'il s'agisse de produire de l'électricité ou de produire de l'énergie destinée à alimenter une système de chauffage à l'eau chaude. L'expérience a montré que l'efficacité énergétique offerte par la conversion des déchets en vapeur variait de 50 à 70%, tandis que celle de la conversion des déchets en électricité n'était que de 20 à 23%. Dans certains cas, certaines centrales de récupération d'énergie à partir de déchets peuvent produire à la fois de la vapeur et de l'électricité.

À la faveur de ce projet, on a établi un modèle mathématique de pondération des divers facteurs entrant en ligne de compte dans la production d'énergie par incinération de déchets. Ce modèle montre notamment que l'incinérateur type ne peut générer suffisamment de revenus par la vente de vapeur, d'énergie ou de matières recyclables pour couvrir ses coûts d'exploitation. Par conséquent, il faut subventionner ces installations au moyens de frais d'utilisation (appelés frais de déversement) aux producteurs de déchets qui utilisent l'installation.

Une étude de cas réel a été entreprise pour le comté de Mountain View, dans le centre de l'Alberta. Les facteurs pris en compte dans l'étude étaient le nombre d'habitants et les données portant sur les quantités de déchets et leur coût d'élimination pour cette région. L'étude posait comme hypothèse que la capacité nominale de l'incinérateur serait de 50 tonnes de déchets par jour et que toute la vapeur produite servirait à produire de l'énergie (électrique) qui serait ensuite vendue à l'entreprise locale de services publics, en vertu de la Small Power Research and Development Act. L'installation générerait ainsi un revenu minimum de 5,2 cents le kilowatt-heure. De plus, l'incinérateur serait pourvu des dispositifs techniques nécessaires pour surveiller et contrôler les émissions de sous-produits gazeux, liquides et solides.

Une analyse économique a aussi été réalisée afin de calculer le niveau des frais d'exploitation annuels à prévoir pour assurer la viabilité économique de l'installation. En ce qui concerne les coûts, on peut raisonnablement s'attendre de pouvoir exploiter, dans de petits centres, un système de récupération d'énergie à partir de déchets à un coût annuel par habitant de 30 $, un montant négligeable comparativement aux coûts d'autres services fournis par les municipalités.

L'étude concluait que l'adoption d'une technologie de production d'énergie à partir des déchets et son utilisation dans de petites collectivités est une solution à la fois opportune et réalisable, et que l'Alberta serait bien avisée d'opter résolument pour cette solution.

La publication sur le transfert de technologie intitulée **The Feasibility of Energy-from-Waste Incineration in Alberta** renferme des renseignements complémentaires sur ce projet.

Recherche sur la technologie de l'hydrogène

En 1987-1988, une étude visant à quantifier la production et la consommation actuelles d'hydrogène en Alberta a révélé que les industries albertaines produisent 55% et consomment 63% de tout l'hydrogène produit au Canada. On a constaté que l'essentiel de la croissance prévue de l'utilisation d'hydrogène allait être attribuable à la valorisation du pétrole lourd et du bitume. Comme les coûts de production de l'hydrogène représentent actuellement une partie importante de l'ensemble des coûts de valorisation, et que l'industrie de l'énergie s'est montrée intéressée à collaborer avec le gouvernement afin de réduire ces coûts, un programme conjoint industrie-gouvernement de recherche et développement sur les technologies de l'hydrogène était lancé en 1988-1989, programme dont les coûts sont partagés par le FA-CRRE et l'industrie. En son état actuel, le programme comprend quatre volets, chacun d'entre eux étant réputé représenter un aspect de la technologie de l'hydrogène devant faire l'objet

d'un développement à l'échelle commerciale dans les dix années à venir. Ces volets portent respectivement sur :

- les technologies nouvelles ou grandement améliorées de production d'hydrogène;
- l'optimisation des utilisations finales de l'hydrogène;
- l'intégration entre extraction-transport-entreposage de l'hydrogène et les producteurs et consommateurs;
- autres aspects (matériel, contrôle et sécurité).

Huit projets ont été entrepris en 1989-1990; deux ont été parachevés.

• • • • •

Aide à la planification et à la mise en oeuvre du programme de la technologie de l'hydrogène

Harold V. Page, Edmonton

Le ministère de l'Énergie de l'Alberta a retenu les services à temps partiel d'un consultant chargé de contribuer à la planification et à la mise en oeuvre du programme de recherche sur la technologie de l'hydrogène. Le consultant a négocié des contrats de recherche, supervisé le déroulement de sept projets de recherche sur l'hydrogène, fourni des services administratifs à divers comités et organisé un atelier en recherche sur l'hydrogène. Dix nouvelles propositions de projets de recherche sur l'hydrogène ont été examinées à la fin de 1989, et soumises à l'examen d'un comité directeur formé de représentants de l'industrie et du gouvernement.

Ce comité a fait ses recommandations au Comité du FA-CRRE, lequel a décidé de financer sept nouveaux projets et d'en poursuivre quatre autres en 1990-1991.

• • • • •

Réseau de producteurs et de consommateurs d'hydrogène

Alberta Research Council, Devon

Même si les industries albertaines sont collectivement les principaux producteurs et consommateurs d'hydrogène au Canada, des quantités substantielles d'hydrogène excédentaire sont brûlées à la torche ou consommées comme combustible dans de nombreuses usines, faute d'un réseau de transport intégré ou provincial qui permettrait de transporter l'hydrogène au-delà de la ligne de propriété des producteurs vers des consommateurs de l'extérieur. Aussi, la nécessité d'une intégration des producteurs et des consommateurs d'hydrogène s'impose-t-elle.

Dans une étude entreprise et parachevée cette année, on a élaboré un modèle de transport d'hydrogène via un réseau de distribution par pipeline. Dans ce modèle, des compagnies ont été groupées par endroit et classifiées comme producteurs ou comme consommateurs. Ce modèle a servi à analyser deux stratégies possibles de transport d'hydrogène mettant à contribution une ou deux compagnies ayant une demande d'hydrogène, d'une part, et plusieurs compagnies agissant comme sources d'hydrogène, d'autre part.

On peut négocier directement avec l'Alberta Research Council l'accès au logiciel et à un guide de l'utilisateur.

• • • • •

Procédé Claus modifié utilisé pour la production d'hydrogène

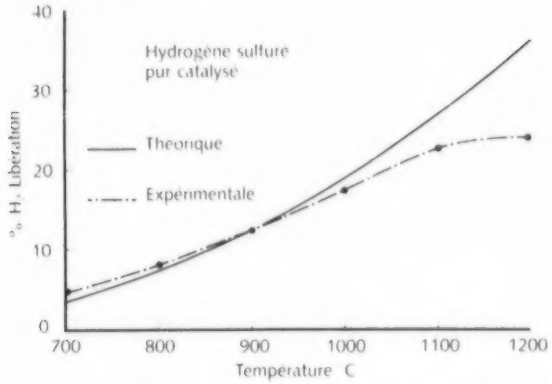
Alberta Sulphur Research Ltd., Calgary

Il est d'usage courant de traiter le sulfure d'hydrogène présent dans le gaz acide et dans le gaz résiduel de raffinage à l'aide du procédé Claus modifié. Ce procédé permet de convertir le H_2S en soufre par une série d'étapes de combustion et de traitement catalytique. Le produit principal de cette réaction, le soufre, a une valeur. l'heure actuelle, il se produit plus de cinq millions de tonnes de soufre par année, en Alberta, à l'aide de cette technologie.

Le procédé Claus modifié n'est toutefois pas le seul procédé utilisé pour traiter le H_2S en vue de la récupération de soufre. Aussi, dans ce projet de recherche entrepris cette année, l'objectif consiste à mettre au point une technologie qui permettrait d'utiliser les hautes températures présentes dans une chaudière, comme c'est le cas dans le procédé Claus, pour réaliser la décomposition thermique directe d'une partie du sulfure d'hydrogène alimentant les usines utilisant le procédé Claus, pour produire à la fois du soufre et de l'hydrogène. Non seulement serait-il possible ainsi d'obtenir un produit supplémentaire, de l'hydrogène, dans le cycle de traitement du sulfure d'hydrogène, mais il faudrait nécessairement le faire sans affecter la rentabilité actuelle du procédé Claus.

Jusqu'à présent, plus de cent expériences ont été effectuées en laboratoire afin de déterminer l'effet de diverses conditions de réaction sur l'efficacité du craquage thermique. des températures atteignant 1200°C, la production d'hydrogène s'est révélée significative, et ces températures s'accordent bien au procédé Claus.

Pourcentage de libération d'hydrogène à l'équilibre vs température ($2H_2S \rightleftharpoons 2H_2 + S_2$)



La mise au point d'une technique de séparation pour récupérer l'hydrogène est essentielle. ce jour, la technologie de traitement à membranes résistantes à de hautes températures semble être la méthode privilégiée. En outre, des discussions préliminaires ont été entamées avec certaines compagnies pétrolières et gazières au sujet d'expériences pilotes visant à faire la démonstration de méthodes d'intégration du procédé de craquage thermique proposé aux opérations de type Claus existantes.

Ce travail se poursuit.

• • • • •

Production d'hydrogène et de soufre à partir d'hydrogène sulfuré

Université de l'Alberta/CANMET, Edmonton/Devon

Des chercheurs de l'université de l'Alberta et des Laboratoires de recherche sur le charbon de CANMET étudient actuellement des méthodes visant à produire commercialement de l'hydrogène et du soufre à partir d'hydrogène sulfuré.

Des expériences électrochimiques sur l'hydrogène sulfuré dans de la diéthanolamine aqueuse, et dans de l'hydroxyde de sodium aqueux en contact avec un solvant organique immiscible au soufre, ont permis de produire de l'hydrogène avec une bonne efficacité de courant électrique. Par contre, les volumes de soufre ainsi produits ont été assez bas, et la séparation du soufre et de la solution a été difficile.

Des études sur les réactions de l'hydrogène sulfuré gazeux avec des métaux (en particulier le cuivre) pour la production d'hydrogène et de sulfure de métal ont été parachevées. toutes fins utiles, on a réussi à convertir presque à 100% l'hydrogène sulfuré en hydrogène dans des conditions apparentées aux opérations normales. Les premières expériences sur la lixiviation électrochimique du sulfure de cuivre pour obtenir du soufre et du cuivre métallique (pour recyclage) ont permis de récupérer plus de 90% de soufre et près de 100% de cuivre.

Une cellule à haute pression a été construite, qui servira à étudier la décomposition électrolytique de l'hydrogène sulfuré liquide à peu près à température ambiante.

Ce projet se poursuivra l'an prochain.

• • • • •

Conversion d'hydrogène sulfuré en hydrogène et en composés organo-sulfurés à l'aide de catalyseurs au métal

Alberta Sulphur Research Ltd., Calgary

Ce projet, entrepris vers la fin de l'année, a pour objectif d'étudier des méthodes utilisant l'hydrogène sulfuré pour produire de l'hydrogène et des composés chimiques à valeur commerciale dérivés du soufre. Plus spécifiquement, le projet consiste à utiliser divers catalyseurs au métal pour décomposer du H_2S en hydrogène et en "dérivés de soufre" liés à un métal. La réaction de ces dérivés de soufre liés à du méthanol et à d'autres substances chimiques apparentées sera étudiée principalement dans le but de produire du diméthyldisulfure et de recycler le catalyseur au métal utilisé. Le composé diméthyldisulfure est utilisé en grandes quantités pour le raffinage et la production de polymères, ainsi que pour atténuer l'obturation au fond de puits dans l'extraction du gaz naturel acide. l'heure actuelle, il faut importer ce composé chimique de France ou des États-Unis.

Les travaux en laboratoire viennent à peine de commencer à la fin de l'année, et nous ne disposons que de résultats préliminaires.

Le projet se poursuivra l'an prochain.

• • • • •

Étude sur l'oxydation partielle du méthane pour la production d'hydrogène et de gaz de synthèse

Université de Calgary, Calgary

Actuellement, l'hydrogène utilisé en Alberta est obtenu par reformage du méthane à la vapeur, un procédé mettant à profit les abondantes réserves de gaz de l'Alberta. Une autre méthode, que l'on pourrait utiliser pour produire de

l'hydrogène à partir de gaz naturel et dont fait l'objet la présente étude, comporte l'oxydation partielle de gaz naturel. Non seulement compte-t-on ainsi produire de l'hydrogène, mais aussi une certaine quantité de gaz de synthèse, et le procédé devrait offrir un plus grand rendement énergétique que le reformage du méthane à la vapeur.

Aussi a-t-on choisi de tester d'abord cette année le procédé d'oxydation partielle, afin d'examiner plus particulièrement la cinétique de la réaction. Il ressort de cet examen que l'oxydation partielle convient mieux à la production de molécules de masse plus élevée que celles de l'hydrogène, qu'à la production d'hydrogène comme tel. Comme nous comptons habituellement sur un soutien de l'industrie pour ce genre de projets, et qu'il n'a pas été possible d'en obtenir un sur la foi des résultats présentés, le projet a pris fin.

● ● ● ● ●

Séparation et purification de l'hydrogène

Alberta Research Council, Edmonton

Pour purifier l'hydrogène, il faut habituellement utiliser plusieurs techniques de séparation de façon combinée, ce qui rend le procédé plutôt lourd et inefficace. Le présent projet vise donc à mettre au point un système intégré de séparation par perméation/sorption, procédé faisant appel à la technologie des fibres creuses. On espère ainsi réduire la taille des dispositifs de séparation et en augmenter l'efficacité.

Adsorbeur à fibres creuses pour adsorption modulée en pression

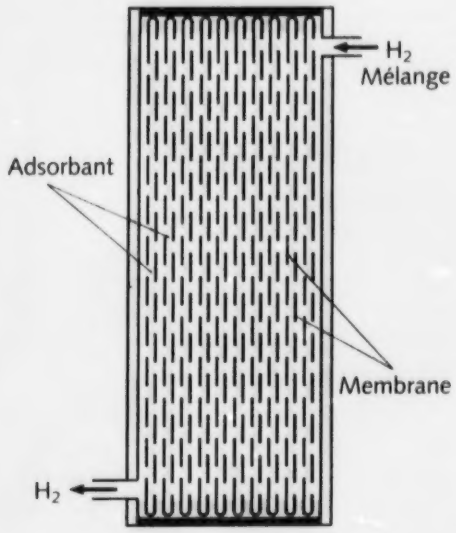


Illustration: Courtoisie de Alberta Research Council

Jusqu'ici, un système de séparation à fibres creuses a été construit, et un système à "adsorption modulée en pression" a été construit afin de mettre à l'essai le dispositif à fibres creuses servant à la séparation de l'hydrogène et à sa purification. Des essais en laboratoire ont montré que les adsorbeurs à fibres creuses permettaient de réaliser une excellente séparation de l'hydrogène.

On a observé des rythmes d'adsorption/désorption rapides, accompagnés d'une faible perte de pression. Par conséquent, l'adsorbeur pourrait fonctionner efficacement à un débit rapide d'alimentation en gaz. Les résultats obtenus tendent à montrer que pour un volume donné d'adsorbeur, un dispositif à fibres creuses peut traiter 50 fois plus d'hydrogène qu'un adsorbeur conventionnel sur lit fixe.

Le projet se poursuivra l'an prochain.

● ● ● ● ●

Stockage d'hydrogène dans des cavernes de sel

RTM Engineering Ltd., Calgary

Cette année, une étude a été menée en prévision de l'installation future en Alberta d'un pipeline grâce auquel on pourrait faire des transferts d'hydrogène entre usines. L'étude portait sur l'évaluation de la faisabilité d'utiliser des cavernes de sel pour stocker les excédents de production d'hydrogène, en vue de le livrer, selon la demande, pendant les interruptions qui peuvent survenir dans le cours normal de la production.

L'examen des techniques de transport et de stockage d'hydrogène les plus couramment utilisées ont permis de conclure que le stockage d'hydrogène en caverne de sel était réalisable à l'aide des techniques actuellement en usage en Alberta. Un plan conceptuel de système de stockage en caverne dans la région de Fort Saskatchewan-Redwater-Scotford a donc été élaboré. Après étude des coûts en capital et des coûts d'exploitation, il a été recommandé de poursuivre les travaux de recherche et développement sur ce concept, avant d'aller plus loin.

Le rapport sur ce projet étant confidentiel, les personnes désireuses d'obtenir de plus amples renseignements sont invitées à communiquer avec RTM Engineering Ltd.

Transactions financières

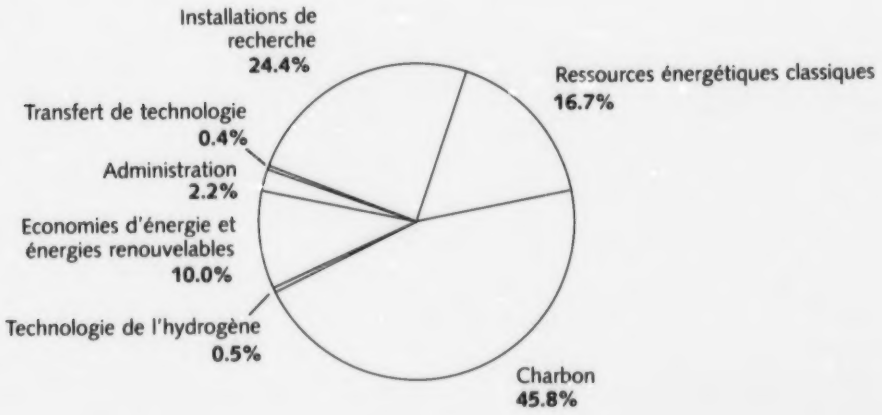
En vertu de l'entente conclue en 1976 entre les premiers ministres du Canada et de l'Alberta au sujet du financement de la recherche sur les ressources énergétiques, 96 millions de dollars ont été versés à la province. Ces fonds ont été déposés dans le compte général du Trésor de l'Alberta et l'on y puise pour financer les projets approuvés par le Comité du Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques.

Dans le rapport sur les transactions financières, on indique quelles sommes ont été allouées et versées pour les projets approuvés entre le 1er avril 1989 et le 31 mars 1990. En tout, on a affecté 4 261 618 $ et les dépenses ont été de 4 932 189 $. L'argent inutilisé devra servir à financer des projets de 1990-1991, sinon il sera retourné au Trésor de l'Alberta.

Au total, les dépenses faites dans le cadre du programme depuis sa création, en 1976, jusqu'au 31 mars 1990 sont de 91 025 295 $. La répartition des dépenses déclarées pour chacune des parties du programme est présentée à la figure 1.

Figure 1 : Répartition des dépenses du programme du FA-CRRE (du 1er décembre 1976 au 31 mars 1990)

	Montant($)	Proportion(%)
Économies d'énergie et énergies renouvelables	9 098 294	10.0
Technologie de l'hydrogène	465 827	0.5
Charbon	41 707 296	45.8
Ressources énergétiques classiques	15 159 794	16.7
Installations de recherche	22 202 543	24.4
Transfert de technologie	376 539	0.4
Administration	2 015 002	2.2
Total	**91 025 295**	**100.0**



Sommaire des sommes allouées et dépensées pour chacun des projets approuvés entre le 1er avril 1989 et le 31 mars 1990

Projets	Montant reporté de 1988-1989 ($)	Somme allouée[a] ($)	Somme dépensée[b] ($)	Solde[c] ($)
Projets sur les économies d'énergie et les énergies renouvelables				
Économies d'énergie dans les bâtiments				
Réduction de la demande de pointe en électricité par cogénération	(777)	777[d]	–	–
Démonstration de la déshumidification d'une piscine	–	1 779	1 779	–
Économies d'énergie dans les résidences	(11 020)	50 400	59 878	(20 498)
Énergie éolienne				
Démonstration et essai de petites éoliennes	–	50 000	50 000	–
Éolienne à pales à profil triangulaire	–	5 460	5 460	–
Récupération de la chaleur et utilisation des sources de chaleur de faible intensité				
Démonstration de la cogénération dans les bâtiments commerciaux	(5 316)	30 700	34 111	(8 727)
Économies d'énergie dans l'industrie				
Récupération de l'énergie provenant des déchets	(8 160)	46 355	38 195	–
Total partiel - Projets sur les économies d'énergie et les énergies renouvelables	**(25 273)**	**185 471**	**189 423**	**(29 225)**
Technologie de l'hydrogène				
Procédé Claus modifié utilisé pour la production d'hydrogène	–	64 597	68 490	(3 893)
Production d'hydrogène et de soufre à partir d'hydrogène sulphuré	88 200	–	76 235	11 965
Conversion de H_2S en H_2 et en composés organo-sulfurés au moyen de catalyseurs au métal	–	11 525	12 806	(1 281)
Étude sur l'oxydation partielle du méthane à des fins de production d'hydrogène et de gaz de synthèse	66 879	–	58 391	8 488
Séparation et purification de l'hydrogène	–	150 608	167 342	(16 734)
Stockage de l'hydrogène dans des cavernes de sel	–	38 764	43 071	(4 307)
Réseau de producteurs/ consommateurs d'hydrogène	–	35 543	39 492	(3 949)
Total partiel - Projets sur la technologie de l'hydrogène	**155 079**	**301 037**	**465 827**	**(9 711)**
Transfert technologique et dissémination	–	**96 203**	**96 203**	–

Projets	Montant reporté de 1988-1989 ($)	Somme allouée[a] ($)	Somme dépensée[b] ($)	Solde[c] ($)
Projets sur le charbon				
Évaluation des ressources				
Modélisation séismique des bassins houillers peu profonds	(5 954)	–	159	(6 113)
Étude géophysique des gisements de charbon au moyen de trous de forage	(10 450)	–	–	(10 450)
Techniques d'étude géophysique en surface des bassins houillers des montagnes et des contreforts des Rocheuses	(5 510)	42 385	47 094	(10 219)
Exploitation				
Comportement temporel des couches de charbon	(4 000)	–	–	(4 000)
Instabilité des murs dans les mines à ciel ouvert	(8 470)	–	–	(8 470)
Traitement et enrichissement				
Séparateur WESTCOAL	(2 398)	2 398[d]	–	–
Planification du programme de production du charbon	630	5 854	6 484	–
Électrocoagulation	(1 505)	–	–	(1 505)
Mise au point d'une technique d'agglomération du charbon	(2 920)	15 750	17 500	(4 670)
Répartition des particules dans l'écoulement des boues dans les tubulures et les T	48 478	–	43 570	4 908
Combustion				
Combustion spontanée du charbon traité thermiquement	(2 550)	2 550[d]	–	–
Prolongement du projet de l'AIE : Principes fondamentaux sur la combustion du charbon	94 640	102 383[e]	94 640	102 383
Planification du programme d'utilisation du charbon	(3 881)	35 305	39 227	(7 803)
Propriétés de combustion des charbons et des produits de carbonisation de l'Alberta	(15 000)	–	–	(15 000)
Modèle thermodynamique de la combustion spontanée du charbon	31 950	–	40 918	(8 968)
Sources de cendres dans des conditions contrôlées	–	5 231	5 231	–
Propriétés des cendres des charbons albertains	–	44 966	49 962	(4 996)

Projets	Montant reporté de 1988-1989 ($)	Somme allouée[a] ($)	Somme dépensée[b] ($)	Solde[c] ($)
Liquéfaction				
Hydrotraitement des liquides dérivés du charbon	8 839	–	19 379	(10 540)
Études isotopiques du cotraitement du bitume et du charbon	(11 366)	–	(566)[f]	(10 800)
Interactions moléculaires pendant le cotraitement du pétrole lourd et du charbon	47 296	–	54 813	(7 517)
Caractérisation du produit et du procédé	(21 816)	78 178	86 864	(30 502)
Élaboration du procédé de cotraitement	(47 393)	663 223	643 763	(27 933)
Traitement combiné du charbon, du pétrole lourd et du gaz naturel	54 000	–	18 783	35 217
Produits chimiques spéciaux tirés des liquides dérivés du charbon	–	71 910	79 900	(7 990)
Cotraitement du charbon et du bitume avec des catatyseurs de sel gemme fondu	63 000	–	40 000	23 000
Valorisation secondaire des produits de cotraitement	(17 200)	–	–	(17 200)
Extraction supercritique des gaz du charbon	(8 228)	–	–	(8 228)
Gazéification				
Propriétés de dévolatisation des charbons albertains	(15 000)	25 677	28 530	(17 853)
Propriétés de gazéification des charbons albertains, II	(19 000)	138 600	154 000	(34 400)
Corrosion dans les systèmes de gazéification	(9 440)	–	–	(9 440)
Demandes d'une entreprise de services publics utilisant la gazéification intégrée à cycle combiné	–	22 500	25 000	(2 500)
Transport				
Transport des boues de charbon-pétrole par pipeline	(5 390)	–	–	(5 390)
Technologie des boues de charbon	–	173 566	173 566	–
Environnement				
Étude sur l'injection de sorbants	(1 500)	1 500[d]	–	–
Récupération assistée du pétrole				
Application d'un brûleur à faible dégagement de NOx/SOx sur une génératrice de vapeur utilisée dans un champ pétrolifère	(2 246)	2 246[d]	–	–
Démonstration d'une génératrice de vapeur utilisant un brûleur à faible dégagement de NOx/SOx	(29 227)	1 767 600	1 964 000	(225 627)
Considérations économiques sur l'utilisation du charbon pour la récupération du pétrole lourd	–	45 000	50 000	(5 000)
Transport des boues de charbon-condensats par pipeline	–	228 742	251 603	(22 861)

Projets	Montant reporté de 1988-1989 ($)	Somme allouée[a] ($)	Somme dépensée[b] ($)	Solde[c] ($)
Autres				
Études isotopiques du soufre dans le charbon	(6 400)	–	–	(6 400)
Électrolyse des boues de charbon dans de nouveaux milieux	5 503	–	11 503	(6 000)
Analyse distributive des propriétés chimiques et physiques du charbon	9 357	–	12 538	(3 181)
Propriétés magnétiques et électriques des charbons albertains	(10 945)	–	–	(10 945)
Répartition de l'oxygène dans les charbons de faible qualité de l'Ouest canadien	14 932	–	18 932	(4 000)
Total partiel - Projets sur le charbon	**110 836**	**3 475 564**	**3 977 393**	**(390 993)**
TOTAL POUR TOUS LES PROJETS	**240 642**	**4 058 275**	**4 728 846**	**(429 929)**
ADMINISTRATION	**–**	**203 343**	**203 343**	**–**
TOTAL FA-CRRE	**240 642**	**4 261 618**	**4 932 189**	**(429 929)**

a - Sommes versées par le ministère de l'Énergie à des entrepreneurs en vue de la réalisation de projets en conformité avec les ententes conclues.

b - Dépenses engagées par des entrepreneurs dans des projets financés par les transferts de fonds du CRRE.

c - Solde des fonds de CRRE non épuisés par les entrepreneurs au 31 mars 1990.

d - Versement de la retenue de garantie après la réception du rapport définitif.

e - Paiement anticipé relatif à la recherche à réaliser en 1990-1991.

f - Ajustement des dépenses pour des sommes non allouées après vérification

Information

On peut obtenir un exemplaire de ce rapport ou des publications portant sur le transfert de technologie en s'adressant à :

Information Centre
Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife
Main Floor, Bramalea Building
9920 - 108 Street
Edmonton (Alberta) Canada
T5K 2M4
Téléphone : (403) 427-3590

ou à :

Information Centre
Alberta Energy/Forestry, Lands and Wildlife
Main Floor, Britannia Building
703 - 6th Avenue, S.W.
Calgary (Alberta) Canada
T2P 0T9
Téléphone : (403) 297-6324

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les projets financés par le Fonds Alberta-Canada de recherche sur les ressources énergétiques, s'adresser à :

Senior Manager, Technology Development
Research and Technology Branch
Alberta Energy
11th Floor, North Petroleum Plaza
9945 - 108 Street
Edmonton (Alberta) Canada
T5K 2G6
Téléphone : (403) 427-8042
Télex : 037-3676
Télécopieur : (403) 422-0975

Depuis le 31 mars 1990, on peut se procurer les publications suivantes portant sur le transfert de technologie :

• • • • •

Recherche sur les économies d'énergie et les énergies renouvelables :

Solar Energy Potential for Alberta, 9 pages, mars 1986. (Réimprimé en 1990)

A Practical Method for Defouling Heat Exchangers, 6 pages, mars 1986.

Development of a Krypton Fluoride Laser for Fusion Energy Research, 6 pages, juillet 1986.

Geothermal Energy Resources in Alberta, 10 pages, août 1986.

Measuring and Harnessing Alberta's Wind Resources, 10 pages, octobre 1986. (Réimprimé en 1990)

Energy Management in Commercial Buildings, 8 pages, décembre 1986.

Control of Heat Loss Associated with Overhead Doors, 6 pages, janvier 1987.

Practical Methods to Seal and Insulate Residential Buildings, 9 pages, mars 1987.

Energy-Conserving Characteristics of Common Building Materials and Methods, 14 pages, avril 1987.

Performance Characteristics of Energy-Efficient Residential Furnaces, 9 pages, avril 1987.

Some Methods of Insulating Basements, Walls and Windows, 10 pages, juillet 1987.

Development of Delta-Blade Wind Turbines, 10 pages, septembre 1987. (Réimprimé en 1990)

A Programmable Controller for Parking Lot Block Heaters, 9 pages, mars 1988.

Some Methods of Saving Energy with Fluorescent Lighting, 8 pages, mars 1988.

Methods for the Recovery and Reuse of Waste Heat in Some Commercial Operations, 9 pages, août 1988.

Some Energy-Conserving Concepts for Residential Buildings, 14 pages, novembre 1988.

The Development of Energy Conservation Demonstration Buildings in Alberta, 9 pages, janvier 1989.

Some Energy-Saving Measures for Commercial Buildings, 9 pages, janvier 1989.

The Feasibility of Energy-from-Waste Incineration in Alberta, 10 pages, avril 1990.

● ● ● ● ●

Recherche sur les sources d'énergie classiques :

A Thermographic Detection System for Pipeline Leaks, 6 pages, mars 1986.

Technologies to Recover and Use Alberta's Sulphur Resources, 13 pages, février 1987.

Helium Recovery from Natural Gas, 6 pages, mars 1987.

Development of Enhanced Oil Recovery Techniques, 13 pages, octobre 1987.

● ● ● ● ●

Recherche sur le charbon :

An Economic Analysis of Coal Pipeline Systems, 6 pages, janvier 1987.

Opportunities to Use Coal in Enhanced Oil Recovery, 8 pages, avril 1988.

Development of an Agglomeration Process to Beneficiate and Transport Alberta Coals, 14 pages, juin 1988.

Gasification of Western Canadian Coals, 14 pages, juin 1988.

Coal Research Centre, Devon, 10 pages, août 1988.

Co-processing Studies of Alberta Subbituminous Coals, 14 pages, décembre 1988.

Mathematical Modelling of Automedium Cyclones, 10 pages, janvier 1989.

The Technical Committee Approach to Coal Research, 6 pages, janvier 1989.

Advanced Coal Mining Techniques for Alberta, 10 pages, mars 1989.

Some Combustion Studies of Alberta Coals, 13 pages, mai 1989.

Gasification of Alberta Coals, 10 pages, juin 1989.

Development of Clean Coal Technologies for Alberta, 12 pages, juillet 1989.

Coal Preparation Research in Alberta, 22 pages, septembre 1989.

Development of a Coal-Fired Boiler for Steam Injection in Heavy Oil Recovery, 8 pages, novembre 1989.

Studies of Fine Coal Cleaning and Upgrading Processes for Alberta Coals, 10 pages, novembre 1989.

Methods for Producing Liquid Hydrocarbons from Coal, 17 pages, mars 1990.